Supplemento ordinario alla “Gazzetta Ufficiale” n. 160 del 13 luglio 2009 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Lunedì, 13 luglio 2009** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06-85081

N. 109

AUTORITÀ PER L’ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni GOP 26/09; ARG/elt 59/09; ARG/elt 60/09; ARG/elt 61/09; ARG/elt 63/09; ARG/elt 65/09; ARG/elt 66/09; ARG/elt 68/09; ARG/gas 62/09; ARG/gas 64/09.

SOMMARIO

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 26 maggio 2009.

Disposizioni in materia di organizzazione e gestione delle attività di valutazione e certificazione dei risparmi energetici. (Deliberazione GOP 26/09).

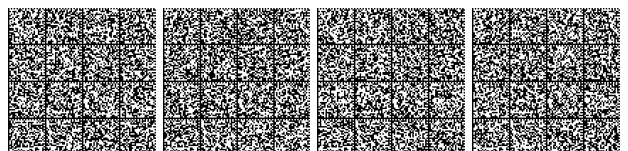
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

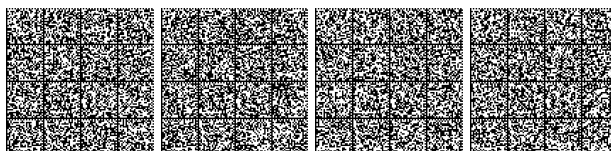
Nella riunione del 26 maggio 2009

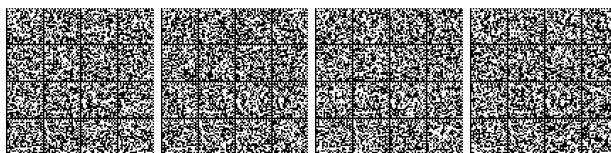
Visti:

- la legge 7 agosto 1990, n. 241;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto legislativo 3 settembre 2003, n. 257 (di seguito: decreto legislativo n. 257/03);
- la legge 15 settembre 2004, n. 239;
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 (di seguito: decreto legislativo n. 115/08);
- i decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 24 aprile 2001 (di seguito: decreti ministeriali 24 aprile 2001);
- i decreti del Ministro delle attività produttive 20 luglio 2004 (di seguito: decreti ministeriali 20 luglio 2004);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 21 dicembre 2007;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 18 settembre 2003, n. 103/03 come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 103/03);
- le deliberazioni dell'Autorità 27 dicembre 2002, n. 234/02, 14 luglio 2004, n. 111/04, 20 aprile 2005, n. 70/05, 4 agosto 2005, n. 177/05 come successivamente modificate e integrate (di seguito: deliberazioni n. 234/02, 111/04, n. 70/05 e n. 177/05);
- la deliberazione dell'Autorità 12 gennaio 2006, n. 4/06 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 4/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2007, n. 348/07 come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
- la deliberazione dell'Autorità 2 febbraio 2002, n. 18/07;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, EEN 3/08;
- la deliberazione dell'Autorità 31 marzo 2008, EEN 4/08;
- la deliberazione dell'Autorità 11 febbraio 2009, EEN 1/09.

Considerato che:

- ai sensi dell'articolo 5, comma 5, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001, l'Autorità predispone e pubblica, sentite le Regioni e le Province autonome a seguito di pubbliche audizioni degli operatori interessati, linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione consuntiva dei progetti di interventi e misure di risparmio energetico, nonché i criteri e le modalità di rilascio dei titoli di efficienza energetica di cui all'articolo 10 dei medesimi decreti, compresa la documentazione comprovante i risultati ottenuti che deve essere prodotta (di seguito: le Linee Guida) e che tali Linee Guida sono state adottate con deliberazione n. 103/03;
- l'articolo 7, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 attribuisce all'Autorità, tra l'altro, la facoltà di individuare uno o più soggetti ai quali affidare lo svolgimento delle attività di valutazione e di certificazione della riduzione dei consumi di energia primaria effettivamente conseguiti, ivi inclusi i necessari controlli, nonché, tra dette attività, quelle che, in tutto o per parti omogenee, risulti possibile affidare a soggetti provvisti di adeguata e documentata professionalità;
- con le Linee Guida, l'Autorità ha previsto che la certificazione di risparmi energetici conseguiti, per alcune tipologie di interventi, sia rilasciata in base ad una valutazione di progetti condotta:
  - in applicazione di criteri standardizzati (c.d. metodo di valutazione standardizzata);
  - in applicazione di un algoritmo di valutazione predefinito e sulla base della misura diretta di alcuni parametri di funzionamento delle unità impiantistiche realizzate in attuazione dell'intervento (c.d. metodo di valutazione analitica);
- i predetti criteri standardizzati, nonché gli algoritmi di valutazione e i parametri di funzionamento, sono contenuti in apposite schede tecniche di quantificazione standardizzata e analitica adottate dall'Autorità con propri provvedimenti, e che, nel periodo di prima applicazione delle Linee Guida, l'Autorità ha adottato, con le deliberazioni n. 234/02, n. 111/04, n. 70/05 e n. 177/05, n. 24 (ventiquattro) schede tecniche, e che la relativa certificazione dei risparmi avviene in esito ad un'attività di verifica tecnica, di natura certificativa, volta alla quantificazione dei risparmi effettivamente conseguiti in applicazione dei richiamati interventi;
- per tutti gli interventi di risparmio energetico non riconducibili alle tipologie di cui sopra, le Linee Guida prevedono che la relativa certificazione dei risparmi avvenga in esito a due distinte attività (c.d. metodo di valutazione a consuntivo):
  - (a) un procedimento volto all'approvazione di un progetto di risparmio energetico e della relativa metodologia per la quantificazione del risparmio (c.d. proposta di progetto e di programma di misura);
  - (b) un'attività di verifica tecnica, di natura certificativa, volta alla quantificazione dei risparmi effettivamente conseguiti in applicazione dei progetti di cui alla precedente lettera (a);

- ai fini del procedimento di cui alla lettera (a), l'articolo 6 delle Linee Guida prevede che:
  - il soggetto interessato è tenuto a presentare una proposta di progetto e di programma di misura, ciò che determina l'avvio del procedimento medesimo;
  - la proposta è approvata in esito ad una positiva verifica di coerenza della stessa con i criteri definiti dalle Linee guida e dai decreti ministeriali 20 luglio 2004;
  - tale verifica si ritiene positiva qualora il soggetto responsabile delle attività di verifica e di certificazione dei risparmi non si pronunci entro il termine di 60 (sessanta) giorni dal ricevimento della proposta, fatti salvi i casi di proroga o di sospensione del predetto termine previsti dall'articolo 6, comma 5 delle Linee Guida;
- ai fini dell'attività richiamata alla lettera (b), gli articoli 12, 13 e 16 delle Linee Guida prevedono che:
  - il soggetto interessato, decorsi i termini previsti nella proposta di progetto e di programma di misura approvata in esito al procedimento di cui alla lettera (a), è tenuto a presentare apposite richieste di verifica e certificazione dei risparmi energetici, unitamente alla documentazione comprovante i risultati ottenuti, in conformità a quanto approvato dal soggetto responsabile delle attività di verifica e di certificazione dei risparmi nella proposta medesima;
  - il soggetto responsabile delle attività di verifica e di certificazione dei risparmi entro 60 (sessanta) giorni dal ricevimento della richiesta di verifica e di certificazione, fatti salvi gli eventuali controlli di cui all'articolo 14 delle Linee Guida ovvero i casi di proroga o sospensione del predetto termine previsti dall'articolo 16, comma 3 delle Linee Guida, certifica i risparmi energetici riconosciuti agli interessati, in esito ad una verifica tecnica della documentazione di cui al precedente alinea;
- l'articolo 14 delle Linee Guida, con riferimento a tutte le tipologie di progetti sopra richiamate (standardizzati, analitici e a consuntivo), impone ai titolari degli stessi di conservare la documentazione necessaria ai fini dei controlli di cui al citato articolo 7, comma 1, dei Decreti Ministeriali 2004;
- con la deliberazione n. 4/06 l'Autorità ha disposto di avvalersi dell'Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente (di seguito: Enea) per lo svolgimento delle seguenti attività connesse alla gestione dei suddetti procedimenti:
  - attività istruttoria a supporto dell'approvazione di proposte di progetto e di programma di misura di cui all'articolo 6 delle Linee Guida;
  - attività di verifica tecnica finalizzata alla quantificazione dei risparmi effettivamente conseguiti sulla base di progetti;
  - attività di controllo volta a verificare la correttezza e la veridicità delle dichiarazioni rese dai titolari di progetti ai fini della certificazione dei risparmi energetici;
- con la medesima deliberazione di cui al precedente alinea, l'Autorità ha disposto di avvalersi dell'attività di studio e proposta svolta dall'Enea a supporto dell'adozione da parte dell'Autorità di nuove schede tecniche di quantificazione standardizzate e analitiche di cui all'articolo 4, comma 2 e all'articolo 5, comma 2 delle Linee Guida, nonché di aggiornamento periodico di quelle approvate;

- l’articolo 4, comma 4, e l’articolo 7, comma 1, del decreto legislativo n. 115/08 prevedono, fra l’altro, che l’Agenzia nazionale per l’efficienza energetica (di seguito: Agenzia), istituita presso l’Enea, provveda alla verifica e al monitoraggio dei progetti realizzati e delle misure adottate e definisca metodologie specifiche per l’attuazione del meccanismo dei certificati bianchi, con particolare riguardo allo sviluppo di procedure standardizzate che consentano la quantificazione dei risparmi senza fare ricorso a misurazioni dirette;
- l’articolo 4, comma 3, del decreto legislativo n. 115/08, prevede che con decreto del Ministro dello sviluppo economico, su proposta del Consiglio di amministrazione dell’Enea e previo parere, per i profili di rispettiva competenza, del Ministro per la pubblica amministrazione e l’innovazione e del Ministro dell’economia e delle finanze, siano stabilite le modalità con cui si procede all’approvazione della riorganizzazione delle strutture Enea, al fine di consentire l’effettività delle funzioni dell’Agenzia;
- il citato articolo 7, comma 1, del decreto legislativo n. 115/08, dispone che le modalità con cui l’Agenzia provveda alle attività di cui all’articolo 4, comma 4, lettera c) del medesimo decreto, siano approvate con decreto interministeriale nonché che il Ministro dello sviluppo economico, con proprio provvedimento, di concerto con il Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare, sentito, per i profili di competenza, il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali e d’intesa con la Conferenza unificata, integra e aggiorna la normativa in materia di certificati bianchi;
- l’articolo 7, comma 2, del decreto legislativo n. 115/08 prevede che, nelle more dell’adozione dei decreti di cui ai precedenti alinea, continui ad applicarsi la vigente regolazione;
- l’esperienza di avvalimento dell’Enea, maturata nell’ambito della Convenzione approvata con la citata deliberazione n. 4/06, ha evidenziato che, nel complesso, le attività connesse alla gestione dei predetti procedimenti di approvazione e delle attività di verifica tecnica dei progetti, sono state svolte da Enea in modo efficace ed efficiente;
- l’esperienza di avvalimento dell’Enea ha altresì evidenziato che l’efficienza complessiva dei predetti procedimenti può essere ulteriormente incrementata affidando all’ Enea lo svolgimento di tutte le fasi di tali procedimenti, ivi incluse le verifiche preliminari di conformità di specifici progetti alle Linee Guida di cui all’articolo 5, comma 8 dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e all’articolo 11 delle medesime Linee Guida, i necessari controlli a campione e l’adozione dei provvedimenti finali;
- l’affidamento all’Enea delle predette attività è funzionale anche a consentire agli uffici dell’Autorità di focalizzare la propria attività sui compiti di regolazione e monitoraggio complessivo del sistema;
- l’istituto dell’affidamento di tutte le fasi dei procedimenti relativi all’attività di valutazione e certificazione della riduzione dei consumi di energia primaria effettivamente conseguita dai progetti sulla base delle tipologie di intervento ammesse, ivi incluse le verifiche preliminari di conformità di specifici progetti

alle Linee Guida di cui all'articolo 5, comma 8 dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e all'articolo 11 delle Linee Guida, i necessari controlli a campione e l'adozione dei provvedimenti finali, risulta esplicitamente previsto dall'articolo 7 dei decreti ministeriali 20 luglio 2004;

- l'adozione di nuove schede tecniche di quantificazione standardizzata e analitica, ed il periodico aggiornamento di quelle approvate dall'Autorità, richiede un'attività di studio e di analisi particolarmente onerosa e sia pertanto da prevedere, a supporto di detta attività, la prosecuzione dell'avvalimento di Enea previsto dalla Convezione approvata con deliberazione n. 4/06;
- sia opportuno prevedere lo sviluppo di linee guida per la redazione di proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo per specifiche tipologie progettuali, da svilupparsi sulla base dell'esperienza di valutazione di progetti a consuntivo accumulata sino ad oggi e prevedere, a supporto di detta attività, l'avvalimento di Enea;
- l'Enea è, ai sensi dell'articolo 2, comma 1, del decreto legislativo n. 257/03, un ente pubblico a supporto delle politiche di competitività e di sviluppo sostenibile in campo energetico-ambientale, operante nei settori dell'energia, dell'ambiente e delle nuove tecnologie, con il compito di promuovere ed effettuare attività di ricerca di base e applicata e di innovazione tecnologica, nonché di svolgere servizi di alto livello tecnologico, anche in collaborazione con il sistema produttivo; e che, a tal fine, l'articolo 3 del medesimo decreto legislativo prevede che l'Enea:
  - valuta il grado di sviluppo di tecnologie avanzate, inclusi gli impatti economici e sociali, nelle aree tematiche dell'energia e dell'ambiente, con particolare riferimento a richieste formulate dalle pubbliche amministrazioni interessate;
  - fornisce a soggetti pubblici e privati servizi ad alto contenuto tecnologico, studi, ricerche, misure, prove e valutazioni nei settori di competenza;
  - promuove, favorisce e sostiene processi di innovazione tecnologica del sistema produttivo nazionale nei settori di competenza, in particolare delle piccole e medie imprese, anche stimolando la domanda di ricerca e di tecnologia in conformità ai principi dello sviluppo durevole;
- le finalità perseguite dall'Enea, nonché la competenza tecnica del proprio personale, rendono tale ente idoneo ad essere deputato quale soggetto a cui affidare lo svolgimento delle attività sopra richiamate e di cui avvalersi per lo svolgimento dell'attività di studio e proposta ai fini dell'adozione da parte dell'Autorità di nuove schede tecniche di quantificazione standardizzate e analitiche, nonché di aggiornamento periodico di quelle adottate e di sviluppo di linee guida per la redazione di proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo per specifiche tipologie progettuali, nelle more dell'adozione dei provvedimenti contemplati dall'articolo 4, comma 3 e dall'articolo 7, comma 1, del decreto legislativo n. 115/08 che attribuiranno le competenze in materia all'Agenzia;
- il suddetto affidamento, nonché l'avvalimento per lo svolgimento delle attività di studio e proposta sopra richiamate, dati i carichi di lavoro evidenziati, comporta per l'Enea un conseguente aggravio della sua ordinaria attività, con la conseguente necessità di definire un'apposita convenzione diretta a regolare i vari aspetti del rapporto che si intende instaurare;

- per gli stessi motivi di cui al precedente alinea, il rapporto di affidamento richiede di essere instaurato prevedendo il concorso dell'Autorità in relazione agli oneri economici dell'attività demandata agli uffici dell'Enea, e che, al riguardo:
  - l'articolo 60, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 prevede che il Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica è utilizzato per il finanziamento di interventi di gestione e controllo della domanda di energia realizzati conformemente alle deliberazioni dell'Autorità;
  - l'articolo 94, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 159/08 prevede che il Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale è utilizzato per il finanziamento di interventi di gestione e controllo della domanda di energia realizzati conformemente alle deliberazioni dell'Autorità;
- ai fini di cui sopra, gli uffici dell'Autorità hanno richiesto all'Enea la disponibilità a fornire la propria collaborazione nei termini suesposti, sottoponendo altresì uno schema di una convenzione per la regolazione del rapporto e che con lettera del 29 aprile 2009, prot n. 21436 il Direttore Generale dell'Autorità ha dato l'assenso alle modifiche proposte da Enea al testo del citato schema;
- l'Enea, con lettera del 21 maggio 2009, prot. n. ENEA/2009/28914/ACS (prot. Autorità PG0028368/A del 22 maggio 2009), ha comunicato che nella riunione del 18 maggio 2009 il Consiglio di Amministrazione dell'ente, con atto n. 36/2009, ha approvato lo schema di Convenzione allegato al presente provvedimento di cui costituisce parte integrante e sostanziale (*Allegato A*).

Ritenuto che:

- nelle more dell'adozione dei provvedimenti contemplati dall'articolo 4, comma 3, e dall'articolo 7, comma 1, del decreto legislativo n. 115/08 che attribuiranno le competenze in materia all'Agenzia, sia opportuno che l'Autorità affidi all'Enea sia lo svolgimento di tutte le fasi dei procedimenti di valutazione e certificazione della riduzione dei consumi di energia primaria effettivamente conseguita dai progetti sulla base delle tipologie di intervento ammesse, ivi incluse le verifiche preliminari di conformità di specifici progetti alle Linee Guida di cui all'articolo 5, comma 8 dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e all'articolo 11 delle medesime Linee Guida e i necessari controlli a campione, sia l'adozione del provvedimenti finali;
- sia opportuno prevedere che, nei casi in cui non sia possibile procedere allo svolgimento delle attività di controllo previste dall'articolo 7, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e dall'articolo 14 delle Linee Guida, a causa della mancata collaborazione del soggetto titolare del progetto, l'Enea ne dia comunicazione all'Autorità;
- sia opportuno che l'Autorità continui ad avvalersi dell'attività di studio e proposta svolta dall'Enea a supporto dell'adozione da parte dell'Autorità di nuove schede tecniche di quantificazione standardizzate e analitiche di cui ai agli articoli 4, comma 2, e 5, comma 2, delle Linee Guida, nonché di aggiornamento periodico di quelle approvate, disposta con la citata deliberazione

n. 4/06, estendendo tale avvalimento allo sviluppo di linee guida per la redazione di proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo per specifiche tipologie progettuali, secondo le modalità previste dal presente provvedimento;

- sia necessario disciplinare il rapporto con l'Enea per lo svolgimento delle suddette attività mediante lo schema di convenzione sopra richiamato, rinviando, per i profili non regolati, a successivi atti del Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità (di seguito: Direttore DCQS);
- sia opportuno prevedere tempi per lo svolgimento da parte dell'Enea delle attività previste ai sensi del presente provvedimento compatibili con le scadenze fissate dalle Linee Guida;
- sia opportuno prevedere obblighi di riservatezza per l'Enea relativamente a fatti, informazioni, cognizioni, documenti o oggetti di cui fosse venuta a conoscenza o che le fossero stati comunicati dall'Autorità o da soggetti terzi in virtù della presente Convenzione;
- sia opportuno definire disposizioni integrative della disciplina dei procedimenti di approvazione delle proposte di progetto e di programma di misura, di verifica preliminare di conformità alle Linee guida e di verifica e certificazione dei risparmi energetici effettivamente conseguiti sulla base di progetti standardizzati, analitici e a consuntivo;
- sia necessario porre i costi sostenuti dall'Enea per lo svolgimento delle attività previste ai sensi del presente provvedimento, a carico del Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica di cui all'articolo 60, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 e del Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale di cui all'articolo 94, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 159/08.

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le seguenti definizioni:

- l'Autorità è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- l'Enea è l'Ente nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente, di cui al decreto legislativo 2 settembre 2003, n. 257;
- Linee Guida sono le "Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica", approvate dall'Autorità con deliberazione 18 settembre 2003, n. 103/03, come successivamente modificate e integrate;
- le PPPM sono le proposte di progetto e di programma di misura, di cui all'articolo 6 delle Linee Guida.

Articolo 2

Affidamento all'Enea dello svolgimento di attività di valutazione

2.1 Nelle more dell'adozione dei decreti ministeriali di cui all'articolo 4, comma 3, e all'articolo 7, comma 1, del decreto legislativo n. 115/08, l'Autorità affida all'Enea le seguenti attività:
(a) attività istruttoria in merito alla valutazione delle PPPM;
(b) attività di verifica tecnica finalizzata alla quantificazione dei risparmi effettivamente conseguiti in applicazione di progetti di cui all'articolo 12 delle Linee Guida, inclusa la successiva certificazione della riduzione dei consumi di energia primaria effettivamente conseguiti di cui all'articolo 16 delle medesime Linee Guida;
(c) attività di controllo di cui all'articolo 7, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e all'articolo 14 delle Linee Guida, volta a verificare la correttezza e la veridicità delle dichiarazioni rese dai titolari di progetto ai fini della certificazione dei risparmi energetici;
(d) attività di verifica preliminare di conformità di cui all'articolo 5, comma 5 dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e all'articolo 11 delle Linee Guida.

2.2 Salvo quanto previsto nel presente provvedimento, le attività di cui al precedente comma 2 sono svolte dall'Enea secondo la disciplina contenuta:
(a) nell'allegato schema di Convenzione approvato con il presente provvedimento;
(b) nella legge 7 agosto 1990, n. 241.

Articolo 3

Avvio del procedimento, attività istruttoria e adozione del provvedimento finale

3.1 I procedimenti di verifica e certificazione dei risparmi energetici di cui agli articoli 6, 11 e 12 delle Linee Guida sono svolti dall'Enea, a cui devono essere indirizzate le PPPM nonché le richieste di verifica preliminare di conformità di cui all'articolo 11 delle medesime Linee Guida e le richieste di verifica e di certificazione dei risparmi energetici conseguiti da progetti realizzati nell'ambito dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, oltre alle eventuali istanze di partecipazione al procedimento. L'invio ad Enea delle PPPM, delle richieste di verifica e preliminare di conformità di cui all'articolo 11 delle Linee Guida e delle richieste di verifica e di certificazione dei risparmi energetici conseguiti da progetti realizzati nell'ambito dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 deve avvenire anche mediante il sistema informativo predisposto dall'Autorità.

3.2 L'Enea dà notizia, mediante comunicazione personale, ai soggetti titolari dei progetti dell'avvio del procedimento di cui al comma precedente. Al fine di consentire ad eventuali aventi diritto di intervenire nel procedimento, l'Enea dà altresì notizia del predetto avvio mediante pubblicazione di un avviso sul proprio sito internet. I soggetti interessati possono chiedere di intervenire nel procedimento presentando al responsabile del procedimento, entro dieci giorni

dalla pubblicazione dell'avvio del procedimento una richiesta scritta, contenente almeno gli elementi di seguito indicati:

a) nome, cognome, denominazione o ragione sociale, sede, residenza o domicilio;
b) il procedimento nel quale si intende intervenire;
c) l'interesse a base dell'intervento.

3.3 Il responsabile del procedimento, entro quindici giorni dal ricevimento della PPPM ovvero della richiesta di verifica preliminare di conformità o della richiesta e di certificazione dei risparmi energetici, comunica all'interessato e agli intervenienti l'avvio del procedimento, anche per via telematica, indicando:

a) l'amministrazione competente;
b) l'oggetto del procedimento promosso;
c) l'ufficio e la persona responsabile del procedimento;
d) la data entro la quale, secondo i termini previsti dalle Linee Guida, deve concludersi il procedimento;
e) la data di presentazione della istanza;
f) l'ufficio in cui si può prendere visione degli atti.

3.4 L'Enea provvede alla conclusione di ciascun procedimento con proprio atto da emanarsi secondo le modalità ed entro i termini previsti dalle Linee Guida, e in particolare dagli articoli 6, 11 e 16, fermo restando quanto previsto dall'articolo 6, comma 5, ultimo capoverso, delle medesime Linee Guida in merito all'approvazione delle proposte di progetto e programma di misura.

3.5 L'Enea svolge operativamente le attività connesse ai procedimenti di cui al precedente comma 1 utilizzando il sistema informativo già predisposto dall'Autorità per l'attuazione dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 ed eventuali successivi atti del Direttore DCQS.

3.6 L'Enea predispone rapporti sull'attività svolta in relazione ai procedimenti di cui al precedente comma 1 secondo modalità definite con successivo atto del Direttore DCQS.

Articolo 4
Attività di controllo

4.1 L'Enea svolge autonomamente le attività di controllo di cui all'articolo 2, comma 1, lettera (c). Nei casi in cui non sia possibile procedere allo svolgimento di dette attività di controllo previste dall'articolo 14 delle Linee guida a causa della mancata collaborazione del soggetto titolare del progetto, l'Enea ne dà comunicazione all'Autorità, trasmettendo un rapporto dettagliato che illustra le cause che non hanno reso possibile procedervi. L'Enea predispone rapporti sull'attività di controllo svolta in attuazione del presente provvedimento secondo modalità definite con successivo atto del Direttore DCQS.

Articolo 5

Attività di supporto all'adozione e aggiornamento di schede tecniche di quantificazione standardizzate e analitiche e di linee guida per la predisposizione di proposte di progetto e di programma di misura per specifiche tipologie progettuali

5.1 Nelle more dell'adozione dei decreti ministeriali di cui all'articolo 4, comma 3, e all'articolo 7, comma 1, del decreto legislativo n. 115/08, l'Autorità si avvale dell'Enea per lo svolgimento delle attività di studio e proposta a supporto dell'adozione da parte dell'Autorità di:

a) nuove schede tecniche di quantificazione standardizzata e analitica di cui agli articoli 4, comma 5, e 5, comma 2, delle Linee Guida, ovvero dell'aggiornamento periodico di quelle adottate;

b) linee guida per la predisposizione di proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo riferite a specifiche tipologie progettuali, da svilupparsi sulla base dell'esperienza di valutazione di PPPM.

5.2 Le attività di cui al comma precedente sono svolte secondo le modalità previste nella Convenzione allegata al presente provvedimento (*Allegato A*) e in eventuali successivi atti del Direttore DCQS.

Articolo 6

Copertura degli oneri

6.1 Gli oneri sostenuti dall'Enea per le attività di cui agli articoli 3, 4 e 5 sono posti a carico del Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, di cui all'articolo l'articolo 60, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n. 348/07, nonché del Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, di cui all'articolo 94, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 159/08, secondo le modalità previste dagli articoli 6 e 7 della Convenzione.

6.2 Le variazioni dei suddetti oneri, con particolare riferimento ai costi del personale, sono valutate dall'Autorità, ai fini dell'eventuale revoca del presente provvedimento, nei 30 (trenta) giorni successivi al ricevimento della loro comunicazione da parte dell'Enea. Decorso tale termine, si considera effettuata la valutazione di conformità dei nuovi costi alle esigenze sottese al presente provvedimento.

Articolo 7

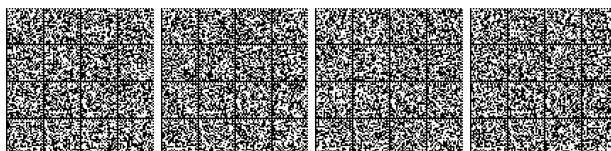
Disposizioni finali

7.1 È conferito mandato al Direttore Generale e al Direttore DCQS per le azioni a seguire, ivi compresa la firma della Convenzione nonché la definizione di eventuali ulteriori profili, non regolati dalla Convenzione, relativi allo svolgimento da parte di Enea, delle predette attività.

7.2 Il presente provvedimento viene pubblicato, ad eccezione dell'Allegato A, sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dalla data della sua pubblicazione.

Milano, 26 maggio 2009

Il presidente: Ortis

09A07156

DELIBERAZIONE 18 maggio 2009.

Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di standard di comunicazione tra distributori e venditori di energia elettrica. (Deliberazione ARG/elt 59/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 18 maggio 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 20 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 203/05 (di seguito: deliberazione n. 203/05);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 279/05;
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 294/06 (di seguito: deliberazione n. 294/06), che ha approvato le Disposizioni in tema di standard nazionale di comunicazione tra gli operatori del settore del gas naturale, come successivamente modificate ed integrate (di seguito: Disposizioni in tema di standard di comunicazione);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07, che ha approvato il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, come successivamente modificato ed integrato (di seguito: TIQE);
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08;
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, che ha approvato la Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: RQDG);
- la deliberazione dell'Autorità 23 settembre 2008, ARG/com 134/08 (di seguito: deliberazione ARG/com 134/08);
- la deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 che ha approvato il "Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale", come successivamente modificato ed integrato (di seguito: TIQV);
- la deliberazione dell'Autorità 17 dicembre 2008, ARG/gas 185/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 185/08) che ha approvato le "Istruzioni Operative in tema di standard di comunicazione" per gli operatori del settore del gas naturale (di seguito: Istruzioni Operative), in attuazione di quanto stabilito dalle Disposizioni in tema di standard di comunicazione;
- la determinazione del Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità 2 aprile 2009, n. 3/09 (di seguito: determinazione n. 3/09).

Considerato che:

- con la deliberazione n. 294/06 in materia di standard di comunicazione tra i distributori, gli utenti del servizio di distribuzione ed i venditori di gas naturale, a seguito di un procedimento sottoposto alla sperimentazione della metodologia di Analisi di Impatto della Regolazione ai sensi della deliberazione n. 203/05, l'Autorità:
  a. ha approvato le Disposizioni in tema di standard di comunicazione;

b. ha istituito un gruppo di lavoro con le associazioni dei distributori e dei venditori nonché dei grossisti di gas naturale, finalizzato a fornire utili contributi ai fini del completamento della regolazione in materia (di seguito: Gruppo di lavoro);
- al fine di favorire l'individuazione di disposizioni univoche in tema di standard di comunicazione, in un mercato sempre più caratterizzato da offerte *dual-fuel*, e visto il diffuso apprezzamento per quanto disposto in materia di standard di comunicazione per il settore del gas naturale, con la deliberazione ARG/com 134/08 l'Autorità:
   a. ha disposto l'estensione delle attività del Gruppo di lavoro al settore elettrico nel rispetto delle specificità di ambito;
   b. ha avviato un procedimento per la definizione e l'implementazione di un sistema informatico centralizzato per la gestione dei diversi profili di clienti finali nei mercati retail di energia elettrica e di gas, a partire dal settore elettrico;
- il TIQV, perseguendo gli obiettivi di tutela dei diritti dei clienti finali e di promozione del miglioramento della qualità del servizio di vendita nella sua globalità, prevede, a far data dal 1° luglio 2009, obblighi di servizio e standard di qualità per i venditori di energia elettrica e di gas naturale in tema di risposta motivata ai reclami scritti, alle richieste scritte di informazioni ed alle richieste scritte di rettifica di fatturazione da parte dei clienti finali;
- con l'emanazione del TIQE, della RQDG e del TIQV l'Autorità ha completato la regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita di energia elettrica e di gas naturale, con riferimento alle prestazioni richieste con maggiore frequenza da parte dei clienti finali;
- in attuazione della deliberazione ARG/gas 185/08, il Direttore della Direzione Consumatorie Qualità del Servizio dell'Autorità ha provveduto ad integrare con la determinazione n. 3/09 le Istruzioni Operative che definiscono per gli operatori del settore del gas naturale la sequenza minima obbligatoria dei messaggi, i contenuti minimi di ciascun scambio informativo nonché alcune regole complementari necessarie al buon esito del processo;
- l'avvio della piena attuazione del TIQV a partire dal 1° luglio 2009, da una parte, e la progressiva apertura dei mercati retail di energia elettrica e di gas, dall'altra, rendono urgente estendere la regolazione dello standard di comunicazione, definito per gli operatori del settore del gas naturale, anche al settore elettrico, tenendo conto delle specificità dei due settori;
- nella riunione del 6 aprile 2009 il Gruppo di lavoro ha evidenziato in particolare:
   a. l'esigenza di standardizzazione dei flussi tra operatori del settore elettrico che, a parte alcune specificità di settore, si ritengono analoghi a quelli già regolati dalle Istruzioni Operative per il settore del gas naturale;
   b. l'auspicio della maggiore convergenza possibile nella regolazione dello standard di comunicazione tra i due settori cercando di capitalizzare l'esperienza acquisita nel settore del gas naturale;
   c. la necessità di un'analisi approfondita con un confronto con tutti i soggetti interessati che consenta di non limitarsi alla semplice trasposizione di quanto fatto per il gas naturale all'elettrico, anche al fine di individuare tempistiche di attuazione coerenti con lo stato dell'arte.

Ritenuto che:

- l’adozione da parte di distributori e di venditori di energia elettrica di canali e modalità differenti di trasmissione e ricezione dei dati introduce forti inefficienze nel sistema, come gli stessi operatori hanno in più occasioni evidenziato, richiedendo anche per il settore elettrico una regolazione in tema di standard di comunicazione simile a quella già definita per il settore del gas naturale;
- sia necessario avviare un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di standard unico obbligatorio nazionale di comunicazione tra i distributori ed i venditori di energia elettrica, così da tenere nella giusta considerazione lo stato dell’arte dei sistemi informativi messi a punto dagli operatori nonché le specificità di settore;
- il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di standard unico obbligatorio nazionale di comunicazione tra i distributori ed i venditori di energia elettrica debba avvenire in coerenza con il procedimento avviato con la deliberazione ARG/com 134/08 e beneficiare del confronto con il Gruppo di lavoro

DELIBERA

1. di avviare un procedimento ai fini dell’individuazione di uno standard unico obbligatorio nazionale di comunicazione tra i distributori ed i venditori di energia elettrica:
   a. per l’effettuazione delle prestazioni individuate dal Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 (TIQE);
   b. per la sostituzione del fornitore (*switching*);
2. di rendere disponibili, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, documenti di consultazione contenenti proposte di provvedimenti sulla materia;
3. di attribuire:
   a. al Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio, con la collaborazione del Direttore della Direzione Mercati, la responsabilità del procedimento di cui al punto 1, lettera a.;
   b. al Direttore della Direzione Mercati, con la collaborazione del Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio, la responsabilità del procedimento di cui al punto 1, lettera b.;
4. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 18 maggio 2009

Il presidente: Ortis

09A07157

DELIBERAZIONE 19 maggio 2009.

Modificazioni e integrazioni alle disposizioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingresso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM). (Deliberazione ARG/elt 60/09).

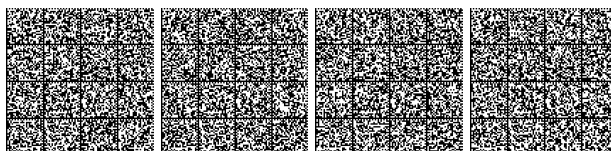
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 19 maggio 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio 26 giugno 2003 (di seguito: Direttiva 2003/54/CE) ed, in particolare, l'articolo 23;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) ed, in particolare, l'articolo 1, comma 1, l'articolo 2, comma 12, lettere da g) ad i), e l'articolo 22;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e sue modifiche e provvedimenti applicativi (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003 recante approvazione del testo integrato della Disciplina del mercato elettrico e assunzione di responsabilità del Gestore del mercato elettrico S.p.A. relativamente al mercato elettrico (di seguito: decreto ministeriale 19 dicembre 2003) ed, in particolare, l'articolo 5;
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009 recante indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 10, della legge 28 gennaio 2009, n. 2, nonché per l'evoluzione dei mercati a termine organizzati e il rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici (di seguito: decreto ministeriale 29 aprile 2009) ed, in particolare, l'articolo 11;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08 (di seguito: TIMM);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2008, ARG/elt 205/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 205/08);
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2008, GOP 57/08 (di seguito: deliberazione GOP 57/08).

Considerato che:

- a decorrere dal mese di gennaio 2009, GME, Terna e GSE hanno assicurato alla Direzione Mercati l'accesso tramite connessione Internet sicura ai rispettivi data warehouse attualmente in uso presso le medesime società in ottemperanza ai commi 10.1 e 10.2 del TIMM; e che la Direzione Mercati può interrogare tali data warehouse con strumenti di business intelligence identici messi a disposizione contestualmente da GME, Terna e GSE;
- onde poter offrire a GME, Terna e GSE indicazioni adeguatamente ponderate e precise circa eventuali modifiche e integrazioni da apportare ai rispettivi schemi di progetto di data warehouse ai fini della verifica di conformità degli stessi, la Direzione Mercati deve procedere allo svolgimento di simulazioni sui rispettivi data warehouse attualmente in uso presso le medesime società e alla comparazione dei tre schemi di progetto per verificarne quantomeno l'utilizzo di una semantica comune;
- i data warehouse attualmente in uso presso GME, Terna e GSE devono rimanere accessibili alla Direzione Mercati fino alla realizzazione dei data warehouse del TIMM al fine di consentire nelle more dell'implementazione della presente deliberazione un efficace esercizio della funzione di monitoraggio dell'Autorità;
- sino al mese di maggio 2009, la Direzione Mercati non è stata in condizione di procedere alla comparazione degli schemi di progetto di data warehouse in quanto solo in detto mese sono pervenuti tutti e tre gli schemi di progetto;
- al fine di procedere alla verifica di conformità degli schemi di progetto di data warehouse, lo studio comparato dei tre schemi e lo svolgimento di una congrua serie di simulazioni sui data warehouse attualmente in uso presso GME, Terna e GSE richiederà non meno di tre mesi;
- il corretto esercizio dell'attività di monitoraggio comporta un affinamento progressivo della definizione dell'insieme di dati di monitoraggio effettivamente necessari ad un efficace ed efficiente svolgimento della medesima attività e la connessa esigenza di apportare modifiche relativamente frequenti e di impatto normalmente nullo verso gli operatori agli Allegati A, B e C al TIMM;
- il decreto ministeriale 29 aprile 2009 prevede un rafforzamento del monitoraggio dei mercati elettrici da parte dell'Autorità ivi inclusi i mercati a termine;
- onde superare qualsiasi dubbio interpretativo circa la definizione di contratti a termine su cui l'Autorità necessita di acquisire dati ai fini dell'esercizio della propria funzione di monitoraggio, l'Autorità ha pubblicato in data 16 marzo 2009 un chiarimento circa l'obbligo di comunicazione a GME degli acquisti e delle vendite di strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica negoziata nel mercato elettrico;
- nel caso di utenti del dispacciamento o operatori di mercato aventi dimensioni così piccole da avere scarsa probabilità di influire sull'andamento del mercato elettrico, l'onere amministrativo posto a carico di tali soggetti è verosimilmente superiore al beneficio per l'attività di monitoraggio dell'Autorità conseguente all'acquisizione di dati sui contratti a termine dai medesimi utenti del dispacciamento o operatori mercato.

Ritenuto opportuno:

- assicurare alla Direzione Mercati l'accesso ai data warehouse attualmente in uso presso GME, Terna e GSE fino alla realizzazione dei data warehouse di cui ai commi 3.4, 3.5 e 3.6 del TIMM;
- prorogare i termini per la verifica di conformità degli schemi di progetto di data warehouse di cui ai commi 10.4, 10.5 e 10.6 sino al 30 settembre 2009, onde permettere alla Direzione Mercati di svolgere, con la collaborazione di GME, Terna e GSE, un approfondito studio comparato dei tre schemi nonché una congrua serie di simulazioni sui data warehouse attualmente in uso presso le medesime società;
- prorogare, di conseguenza, il termine per la realizzazione dei data warehouse di cui ai commi 3.4, 3.5 e 3.6 del TIMM al 31 dicembre 2009;
- prevedere la trasmissione all'Autorità entro il 30 settembre di ogni anno degli schemi di documento metodologico di cui agli articoli 5.1, lett. a) e 6.1, lett. a) del TIMM al fine di assicurare il regolare affinamento degli indici di mercato in funzione delle esigenze di monitoraggio in tempi utili affinché le integrazioni o le modifiche agli indici di mercato preesistenti siano operative entro il 1° gennaio dell'anno successivo;
- prevedere che l'Autorità, ove lo ritenga opportuno, possa richiedere a GME e Terna di apportare modifiche ed integrazioni agli schemi di rapporti settimanali;
- ai sensi dell'art. 12, comma 1, della deliberazione GOP 57/08, delegare la Direzione Mercati dell'Autorità ad apportare ogni necessaria modifica ed integrazione agli Allegati A, B, C al TIMM onde facilitarne la tempestiva manutenzione;
- introdurre una definizione generale di contratti a termine che benefici del chiarimento già offerto dall'Autorità in data 16 marzo 2009 e risolva qualsiasi dubbio circa gli obblighi informativi degli utenti del dispacciamento e degli operatori di mercato;
- modificare l'Allegato A al TIMM per identificare univocamente i dati relativi ai contratti termine che gli operatori di mercato e gli utenti del dispacciamento devono comunicare a GME, ove non questi non sia già in possesso dei medesimi;
- limitare l'acquisizione dei dati relativi ai contratti a termine ai solo utenti del dispacciamento e operatori di mercato che abbiano una dimensione considerata rilevante secondo criteri allo stesso tempo certi, trasparenti e utilizzabili sia per i nuovi entranti che per soggetti già operanti nel mercato;
- obbligare gli operatori di mercato a dichiarare a GME, con le modalità dallo stesso definite, le quote della capacità disponibile oraria di ciascuna unità su cui hanno ricevuto delega ad offrire nel mercato del giorno prima, onde affinare il monitoraggio dell'eventuale trattenimento fisico di capacità produttiva di operatori di mercato che condividono la capacità produttiva di una stessa unità;

DELIBERA

di modificare a decorrere dall'1 giugno 2009 il TIMM, nei termini di seguito indicati:

a. all'articolo 1, dopo l'alinea "**capacità disponibile aggregata oraria alla chiusura del mercato** è la somma delle capacità disponibili alla chiusura del mercato considerato per le unità di produzione qualificate ad offrire nel medesimo mercato con riferimento all'ora e alla zona o macrozona considerate" è aggiunto il seguente alinea:

"**contratti a termine sull'energia elettrica negoziata nel mercato elettrico** sono tutti i contratti che rispondono ai seguenti requisiti**:**

a) prevedono:
   i) il riconoscimento alla parte cedente di corrispettivi non rapportati o solo parzialmente rapportati alla valorizzazione dell'energia elettrica nel mercato elettrico, a fronte della consegna alla parte acquirente di energia elettrica e/o a fronte del riconoscimento alla parte acquirente di corrispettivi rapportati alla valorizzazione dell'energia elettrica nel mercato elettrico, o
   ii) il riconoscimento alla parte cedente di corrispettivi rapportati, con una prefissata modalità, alla valorizzazione dell'energia elettrica nel mercato elettrico a fronte del riconoscimento alla parte acquirente di corrispettivi rapportati, con una modalità differente da quella prefissata per la parte cedente, alla valorizzazione dell'energia elettrica nel mercato elettrico;

b) sono conclusi dall'operatore di mercato direttamente o indirettamente, tramite, per esempio, un intermediario finanziario, una società controllante o una società controllata;

c) non prevedono
   i) la cessione di energia elettrica da parte del produttore prima del punto di immissione o
   ii) la somministrazione di energia elettrica al cliente finale sul punto di prelievo;"

b. all'articolo 1, all'alinea "**offerta aggregata oraria di energia elettrica "a salire" accettata in esito alla fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento** è la somma delle quantità accettate in acquisto in esito alla fase considerata per le unità di produzione qualificate ad offrire nel mercato per il servizio di dispacciamento con riferimento all'ora e alla zona o macrozona considerate", le parole **"a salire"** sono sostituite con le parole **"a scendere"**;

c. all'articolo 1, prima dell'alinea "**produttori che si avvalgono del ritiro dedicato** sono i soggetti firmatari delle convenzioni con GSE per il ritiro dell'energia ai sensi della deliberazione n. 280/07;" è aggiunto il seguente alinea:

"**operatore di mercato rilevante** è un operatore di mercato:

a) cui, nell'anno solare antecedente, sono riferibili programmi post-MGP di immissione o di prelievo per quantitativi di energia elettrica non inferiori a 3 TWh; oppure

b) nell'anno solare in corso, anche solo in una zona, ha titolo a presentare offerte in vendita nel mercato del giorno prima, ivi inclusi i programmi di immissione in esecuzione di vendite nette a termine, su una capacità di immissione non inferiore a 400 MW;"

d. all'articolo 3, comma 3.7, lettera c) dopo le parole "onde consentire" sono aggiunte le parole "nel modo più efficiente";

e. all'articolo 3, dopo il comma 3.9, è aggiunto il seguente comma:

"3.10 Ai sensi dell'art. 12, comma 1, della deliberazione GOP 57/08 la Direzione Mercati provvede ad apportare ogni necessaria modifica ed integrazione agli Allegati A, B, C al presente provvedimento."

f. all'articolo 4, comma 4.1, dopo la lettera e) è aggiunta la seguente lettera:

"f) i criteri per la definizione del prezzo massimo di cui al comma 5.4, lettera e)."

g. all'articolo 5, comma 5.3, la lettera e) è sostituita dalla seguente lettera:

"e) per ciascuna zona e macrozona, per ciascun macrooperatore di mercato e per ciascuna unità abilitata di tipo termoelettrico del medesimo macrooperatore, la differenza tra la capacità disponibile oraria alla chiusura del mercato del giorno prima e l'offerta oraria di energia elettrica alla chiusura del medesimo mercato, nelle ore in cui il costo variabile standard della medesima unità, definito dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1, risulti inferiore al prezzo di vendita dell'energia elettrica in esito al mercato del giorno prima;"

h. all'articolo 5, comma 5.3, la lettera f) è sostituita dalla seguente lettera:

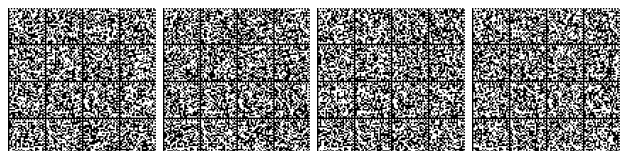
"f) per ciascuna zona e macrozona, per ciascun macrooperatore di mercato, per ciascuna unità abilitata di tipo termoelettrico del medesimo macrooperatore e per ciascun prezzo-limite definito dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1, l'offerta oraria di energia elettrica con prezzo superiore al prezzo-limite e rigettata in esito al mercato del giorno prima, nelle ore in cui il costo variabile standard della medesima unità, definito dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1, risulti inferiore al prezzo di vendita dell'energia elettrica in esito al mercato del giorno prima;"

i. all'articolo 5, comma 5.3, la lettera g) è sostituita dalla seguente lettera:

"g) per ciascuna zona e macrozona, per ciascun macrooperatore di mercato e per ciascuna unità abilitata di tipo termoelettrico del medesimo macrooperatore la somma fra la quantità di cui al punto e) e la quantità di cui al punto f) nelle ore in cui il costo variabile standard della medesima unità, definito dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1, risulti inferiore al prezzo di vendita dell'energia elettrica in esito al mercato del giorno prima;"

j. all'articolo 5, comma 5.3, la lettera k) è abrogata;

k. all'articolo 5, comma 5.4, la lettera b) è sostituita dalla seguente lettera:

"b) per ciascuna zona e macrozona e per ciascun macrooperatore di mercato, la posizione netta oraria del macrooperatore tenendo conto sia delle posizioni

fisiche che delle posizioni a termine assunte dal macrooperatore e attribuibili alla medesima zona o macrozona secondo i criteri definiti dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1;"

l. all'articolo 5, comma 5.4, la lettera e) è sostituita dalla seguente lettera:

"e) per ciascun macrooperatore di mercato, per ciascuna zona e per ciascuna ora, le quantità accettate in vendita, i prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica venduta e i primi margini risultanti in esito alla simulazione dei tre seguenti scenari:

i)a parità di altre condizioni, il macroperatore presenta sul mercato del giorno prima per ciascuna unità di produzione rilevante di tipo termoelettrico un'offerta per una quantità pari alla capacità disponibile dell'unità ad un prezzo pari al costo variabile standard definito dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1;

ii)a parità di altre condizioni, il macroperatore presenta sul mercato del giorno prima per ciascuna unità di produzione rilevante di tipo termoelettrico un'offerta per una quantità pari alla capacità disponibile dell'unità ad un prezzo pari al prezzo massimo, non superiore a VENF, definito dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1;

iii) a parità di altre condizioni, il macroperatore presenta sul mercato del giorno prima per ciascuna unità di produzione rilevante di tipo termoelettrico un'offerta identica a quella effettivamente presentata nel mercato del giorno prima con riferimento alla medesima unità e alla medesima ora;"

m. all'articolo 6, comma 6.3, lettera q) dopo le parole "per il servizio di dispacciamento" sono aggiunte le parole "(la concentrazione è calcolata in base alle offerte di acquisto accettate)";

n. all'articolo 6, comma 6.3, lettera u) prima delle parole "la media della volatilità oraria" sono aggiunte le parole "per ciascuna fascia oraria";

o. all'articolo 6, comma 6.4, lettera c), dopo le parole "lettera r)" sono aggiunte le parole ", punto i)";

p. all'articolo 6, comma 6.4, lettera d), prima delle parole "lettera r)" la parola "la" è cancellata;

q. all'articolo 6, comma 6.4, lettera d), dopo le parole "lettera r)" sono aggiunte le parole ", punto ii)";

r. all'articolo 6, comma 6.4, lettera e), dopo le parole "lettera r)" sono aggiunte le parole ", punto i)";

s. all'articolo 6, comma 6.4, lettera f), prima delle parole "lettera r)" la parola "la" è cancellata;

t. all'articolo 6, comma 6.4, lettera f), dopo le parole "lettera r)" sono aggiunte le parole ", punto ii)";

u. all'articolo 6, comma 6.4, lettera g), dopo le parole "lettera r)" sono aggiunte le parole ", punto iii)";

v. all'articolo 6, comma 6.4, lettera h), prima delle parole "lettera r)" la parola "la" è cancellata;

w. all'articolo 6, comma 6.4, lettera h), dopo le parole "lettera r)" sono aggiunte le parole ", punto iv)";

x. all'articolo 8, il comma 8.4, è sostituito dal seguente comma:

"8.4 Entro il giorno 15 (quindici) del mese successivo a quello di negoziazione, gli operatori di mercato rilevanti dichiarano a GME, con le modalità dallo stesso definite, le informazioni rilevanti relative alle vendite ed agli acquisti di contratti a termine sull'energia elettrica negoziata nel mercato elettrico conclusi dai medesimi operatori, anche indirettamente tramite qualsiasi tipo di intermediazione. Qualora fra l'operatore di mercato rilevante e altri operatori di mercato non rilevanti sussistano rapporti di controllo ai sensi dei commi 8.1, 8.2 e 8.3, l'obbligo di cui al presente comma si estende anche a questi ultimi operatori."

y. all'articolo 8, comma 8.6, la parola "facoltà" è sostituita dalla parola "obbligo";

z. all'articolo 8, comma 8.6, dopo le parole "In assenza di tale dichiarazione," sono aggiunte le seguenti parole "assume valida ai fini del computo degli indici di monitoraggio di cui al presente provvedimento l'ultima dichiarazione resa a GME. In assenza anche di quest'ultima dichiarazione,";

aa. all'articolo 10, il comma 10.1 è abrogato;

bb. all'articolo 10, comma 10.2, dopo la cifra "3.6" è aggiunta ",";

cc. all'articolo 10, comma 10.2, le parole "nonché ai fini di quanto previsto al comma 10.1," sono eliminate;

dd. all'articolo 10, comma 10.2, le parole "di cui al comma 10.1" sono sostituite dalle parole "già in uso presso le medesime società";

ee. all'articolo 10, comma 10.2, dopo le parole "a decorrere dall'entrata in vigore del presente provvedimento." sono aggiunte le parole "Nelle more dell'approvazione degli schemi di progetto di cui ai successivi commi 10.4, 10.5 e 10.6 e al fine di consentire la predetta verifica di conformità, la Direzione Mercati può chiedere a GME, Terna e GSE di apportare opportune modifiche ai *data warehouse* e agli strumenti di *business intelligence* già in uso presso le medesime società.";

ff. all'articolo 10, comma 10.3, le parole "Entro 60 (sessanta) giorni dall'inizio del periodo di prova di cui al comma 10.1," sono eliminate;

gg. all'articolo 10, dopo il comma 10.3, è aggiunto il seguente comma:

"10.3bis Qualora le Parti ritengano opportuno apportare modifiche ed integrazioni alla convenzione di cui all'articolo 3, comma 3.7, lettera c), ne danno comunicazione alla Direzione Mercati che provvede a verificare la conformità delle medesime ai criteri di cui al presente provvedimento entro 60 (sessanta) giorni dal ricevimento della relativa comunicazione. Le modifiche e le

integrazioni si intendono positivamente verificate e producono i loro effetti decorso inutilmente il termine di 60 (sessanta) giorni. La Direzione Mercati può chiedere alle Parti di adeguare la convenzione ad eventuali innovazioni normative o tecnologiche che facilitino il raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3, comma 3.7, lettera c)."

hh. all'articolo 10, comma 10.4, le parole "90 (novanta) giorni dall'inizio del periodo di prova di cui al comma 10.1" sono sostituite dalle parole "il 31 maggio 2009";

ii. all'articolo 10, comma 10.4, le parole "La medesima Direzione, entro 30 giorni dal ricevimento degli schemi di cui al presente comma, ne verifica la conformità ai criteri di cui al presente provvedimento, potendo chiederne modifiche ed integrazioni. Decorso inutilmente tale termine, gli schemi si intendono positivamente verificati." sono eliminate;

jj. all'articolo 10, comma 10.5, le parole "90 (novanta) giorni dall'inizio del periodo di prova di cui al comma 10.1" sono sostituite dalle parole "il 31 maggio 2009";

kk. all'articolo 10, comma 10.5, le parole "La medesima Direzione, entro 30 giorni dal ricevimento degli schemi di cui al presente comma, ne verifica la conformità ai criteri di cui al presente provvedimento, potendo chiederne modifiche ed integrazioni. Decorso inutilmente tale termine, gli schemi si intendono positivamente verificati." sono eliminate;

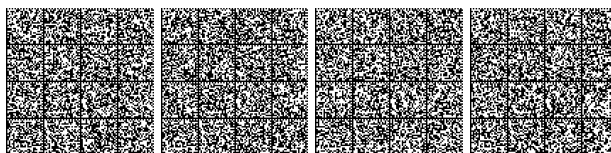
ll. all'articolo 10, comma 10.6, le parole "90 (novanta) giorni dall'inizio del periodo di prova di cui al comma 10.1" sono sostituite dalle parole "il 31 maggio 2009";

mm. all'articolo 10, comma 10.6, le parole "La medesima Direzione, entro 30 giorni dal ricevimento dello schema di cui al presente comma, ne verifica la conformità ai criteri di cui al presente provvedimento, potendo chiederne modifiche ed integrazioni. Decorso inutilmente tale termine, lo schema si intende positivamente verificato." sono eliminate;

nn. all'articolo 10, dopo il comma 10.6, è aggiunto il seguente comma:

"10.6bis Entro il 30 settembre 2009 la Direzione Mercati verifica la conformità degli schemi di progetto di data warehouse di cui ai commi 10.4, lett. a), 10.5, lett. a), e 10.6 ai criteri di cui al presente provvedimento, potendo chiederne modifiche ed integrazioni. La Direzione Mercati verifica la conformità degli schemi di progetto eventualmente modificati o integrati entro 60 (sessanta) giorni dal ricevimento degli stessi. Spirati inutilmente i termini di cui al presente comma, gli schemi di progetto si intendono positivamente verificati."

oo. all'articolo 10, comma 10.7, le parole "l'1 gennaio" sono sostituite dalle parole "il 31 dicembre";

pp. all'articolo 10, comma 10.8, la cifra "90" è sostituita dalla cifra "30" e la parola "novanta" è sostituita dalla parola "trenta";

qq. all’articolo 10, dopo il comma 10.9, sono aggiunti i seguenti commi:

“10.9 bis La Direzione Mercati entro 60 (sessanta) giorni dal ricevimento degli schemi di documento metodologico di cui ai commi 10.4, lett. b) e 10.5, lett. b) ne verifica la conformità ai criteri del presente provvedimento, potendo chiederne modifiche ed integrazioni che sospendono il predetto termine. Entro il 30 settembre di ogni anno GME e Terna trasmettono alla Direzione Mercati i rispettivi schemi di documenti metodologici di cui agli articoli 5.1, lett. a) e 6.1, lett. a) che la medesima Direzione verifica con le modalità di cui al presente comma.”

10.9 ter La Direzione Mercati entro 60 (sessanta) giorni dal ricevimento degli schemi di rapporto settimanale di cui ai commi a 10.4, lett. c) e 10.5, lett. c) ne verifica la conformità ai criteri del presente provvedimento, potendo chiederne modifiche ed integrazioni che sospendono il predetto termine. La Direzione Mercati, ove lo ritenga opportuno, può richiedere a GME e Terna di apportare modifiche ed integrazioni agli schemi di rapporti settimanali che la Direzione verifica con le modalità di cui al presente comma.”;

2. di sostituire a decorrere dall’1 giugno 2009 l’Allegato A al TIMM con *l’Allegato A* al presente provvedimento;

3. di pubblicare sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it) la nuova versione del TIMM risultante dalle modifiche di cui al punto 1. e la nuova versione dell’Allegato A al TIMM risultante dalle modifiche di cui al punto 2.;

4. di conferire mandato al Direttore della Direzione Mercati per la predisposizione di una proposta di testo unico sulla trasparenza del mercato elettrico avente ad oggetto gli obblighi di pubblicazione di dati, informazioni e indici di mercato da parte di GME, Terna, GSE ed Acquirente Unico S.p.A.;

5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 19 maggio 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Il presente Allegato A descrive gli elenchi di dati per il monitoraggio che GME è tenuto ad acquisire ed archiviare nel data warehouse di cui al comma 3.4 della presente delibera e a condividerli con l'Autorità garantendo alla Direzione Mercati l'accesso diretto al data warehouse di cui al medesimo comma tramite connessione Internet sicura.
Ogni dimensione o fatto riporta la "competenza" intesa come soggetto cui compete la gestione del dato e l' "accesso" inteso come soggetti che hanno diritto ad accedere al medesimo dato.

Zone

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA, GME e GSE

Definisce la dimensione geografica, ovvero le zone, il cui nome viene attribuito dal Codice di Rete di TERNA (di seguito: Codice di Rete), le macrozone, che rappresentano dei raggruppamenti di zone, e le configurazioni che consentono di definire molteplici raggruppamenti di zone in macrozone secondo differenti scopi. Le configurazioni possono essere definite con riferimenti a orizzonti temporali e a mercati/prodotti differenti.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico della zona.
nome_zona: nome identificativo della zona attribuito dal Codice di Rete.
tipo_zona: tipologia di zona definita dal Codice di Rete; può assumere i seguenti valori: "zona geografica", "zona virtuale" e "polo di produzione limitata".
nome_macrozona: nome identificativo della macrozona. L'elenco delle macrozone è definito dalla Direzione Mercati.
nome_configurazione: nome che definisce la configurazione di raggruppamento tra nome_zona e nome_macrozona. Le configurazioni permettono di gestire vari raggruppamenti, riferiti ad orizzonti temporali e scopi differenti. L'elenco delle configurazioni è definito dalla Direzione Mercati.
numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione "numeroora" della dimensione "Tempo".

Tempo

Competenza: GME
Accesso: GME, TERNA e GSE

Definisce la dimensione temporale. L'intervallo minimo di tempo (o granularità) viene fissato pari ad 1 ora. L'uso dell'attributo "numeroora" per associare dimensioni e fatti è puramente indicativo. L'implementazione potrà tenere conto delle scelte in uso dai sistemi attualmente operativi e comunque di quanto convenuto con la convenzione di cui all'articolo 3, comma 3.7, lettera c) della presente deliberazione.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: numero intero che identifica univocamente l'ora considerata. E' definito come il numero di ore trascorse dalla prima ora del 1 gennaio 2000 (che assume pertanto il numero 0).

numerogiorno: numero intero che identifica univocamente il giorno considerato. E' definito come il numero di giorni trascorsi dal 1 gennaio 2000 (che assume pertanto il numero 0).
numeromese: numero intero che identifica univocamente il mese considerato. E' definito come il numero di mesi trascorse da gennaio 2000 (che assume pertanto il numero 0).
codicedata: codice alfanumerico nella forma "yyyymmdd" che identifica il giorno considerato.
anno: numero dell'anno.
mese_dell_anno: numero del mese. Gennaio è rappresentato dal numero 1, febbraio dal 2, ecc.
settimana_dell_anno: numero della settimana riferito all'anno solare. La prima settimana dell'anno è definita come la settimana che contiene il primo giorno di giovedì dell'anno.
giorno_dell_anno: numero del giorno riferito all'anno solare. Il primo gennaio sarà il numero 1, ecc.
giorno_del_mese: numero del giorno riferito al mese a cui fa riferimento. Il primo giorno del mese sarà il numero 1, ecc.
giorno_della_settimana: numero del giorno settimanale. 1: lunedì, 2: martedì, ecc.
ora_del_giorno: numero dell'ora in riferimento al giorno. La prima ora sarà definita dal numero 1, ecc.
festivo: flag (campo booleano) che specifica se l'ora appartiene ad una domenica o ad un giorno festivo secondo quanto stabilito dalla legislazione vigente.
prefestivo: flag che specifica se l'ora appartiene ad un giorno che precede un giorno festivo.
postfestivo: flag che specifica se l'ora appartiene ad un giorno che segue un giorno festivo.

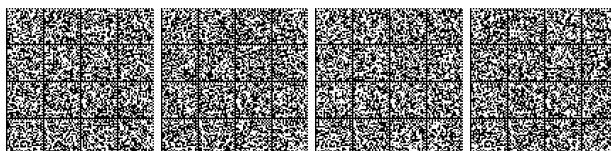
Fasce

Competenza: GME
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che permette di contrassegnare aggregati di ore secondo categorie omogenee ai fini delle analisi di differenti mercati o prodotti.
Prevede gli attributi seguenti:
nome_configurazione: nome identificativo dell'articolazione in fasce valida con riferimento ad un certo orizzonte temporale e ad un certo mercato o prodotto. L'elenco delle articolazioni in fasce è definito dalla Direzione Mercati.
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
nome_fascia: nome identificativo della fascia a cui l'ora appartiene.

Operatori di mercato

Competenza: GME
Accesso: GME e TERNA

Dimensione che raccoglie le informazioni relative agli operatori di mercato (di seguito: OM). Permette di costruire dei "gruppi" che aggregano OM fra cui sussistono rapporti di controllo ai sensi dell'articolo 4 del presente provvedimento.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico dell'operatore.
nome_operatore: nome identificativo dell'operatore.
ragione_sociale: ragione sociale dell'operatore.
p_iva: partita IVA dell'operatore.
nome_gruppo: nome identificativo del gruppo a cui l'operatore appartiene.

nome_configurazione: nome che definisce la configurazione di raggruppamento tra nome_operatore e nome_gruppo. Le configurazioni permettono di gestire vari raggruppamenti, riferiti ad orizzonti temporali e scopi differenti. L'elenco delle configurazioni è definito dalla Direzione Mercati.
numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".

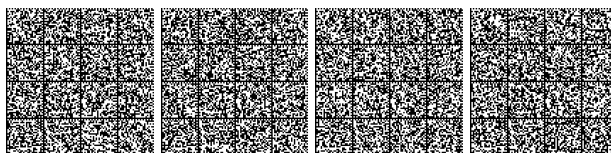
Transiti_interzonali

Competenza: TERNA e GME
Accesso: TERNA e GME

Fatti relativi ai limiti di transito dell'energia e ai flussi programmati da una zona ad un'altra zona.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
mercato: codice che identifica il mercato cui la capacità e il flusso di transito si riferiscono. Può assumere uno dei valori seguenti: "MGP", "MA".
da: zona convenzionalmente indicata come zona di provenienza del flusso; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Zone".
a: zona convenzionalmente indicata come zona di arrivo del flusso; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Zone".
limite_max: valore numerico del limite massimo di transito dalla zona "da" alla zona "a" espresso in MW. Il limite nel verso indicato ha segno convenzionale positivo salvo i casi in cui il flusso sia forzato nel verso opposto.
limite_min: valore numerico del limite minimo di transito dalla zona "da" alla zona "a" espresso in MW. Il limite nel verso indicato ha segno convenzionale negativo e corrisponde al limite massimo nel verso opposto.
flusso: valore numerico del transito dalla zona "da" alla zona "a" espresso in MWh. Il flusso nel verso indicato ha segno positivo, nel verso opposto ha segno negativo.

Utenti del dispacciamento

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che raccoglie le informazioni relative agli utenti del dispacciamento (di seguito: Udd). Permette di costruire dei "gruppi" che aggregano Udd fra cui sussistono rapporti di controllo ai sensi dell'articolo 4 del presente provvedimento.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico dell'utente del dispacciamento.
nome_utente: nome identificativo dell'utente.
ragione_sociale: ragione sociale dell'utente.
p_iva: partita IVA dell'operatore.
gruppo_udd: nome che definisce il gruppo a cui l'utente appartiene.
configurazione_udd: nome che definisce la configurazione di raggruppamento tra nome_utente e gruppo_udd. Le configurazioni permettono di gestire vari raggruppamenti, riferiti ad orizzonti temporali o a scopi differenti.

numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".

Operatore_di_unita

Competenza: GME
Accesso: GME e TERNA

Fatti attinenti alle deleghe concesse dall'Udd agli OM con riferimento ad una unità per la registrazione di acquisti e vendite sulla Piattaforma Conti Energia (di seguito: PCE) o sui mercati dell'energia elettrica (di seguito: IPEX).
Prevede gli attributi seguenti:
id_operatore: identificativo dell'OM; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Operatori di mercato".
id_unita: identificativo della unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità".
numeroora_da: ora di inizio di validità delle attribuzioni di delega; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di inizio di fine delle attribuzioni di delega; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
delega_pce: valore numerico compreso tra 0 e 1 che specifica la quota dell'OM sulla capacità dell'unità considerata secondo la delega di cui all'articolo 18 della deliberazione n. 111/06.
delega_ipex: valore numerico compreso tra 0 e 1 che specifica la quota dell'OM sulla capacità dell'unità considerata secondo la dichiarazione dell'OM.

Proprietario

Competenza: TERNA e GSE
Accesso: TERNA, GME e GSE

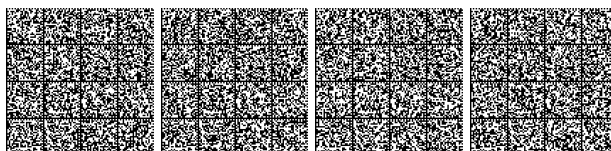
Dimensione che raccoglie le informazioni relative ai proprietari degli impianti o delle unità.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico del proprietario.
nome_proprietario: nome identificativo del proprietario.
ragione_sociale: ragione sociale del proprietario.
p_iva: partita IVA del proprietario.
gruppo_proprietario: nome che definisce il gruppo a cui il proprietario appartiene.
configurazione_proprietario: nome che definisce la configurazione di raggruppamento tra nome_proprietario e gruppo_proprietario. Le configurazioni permettono di gestire vari raggruppamenti, riferiti ad intervalli temporali o a scopi differenti.
numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".

Impianto

Competenza: TERNA e GSE
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che descrive le caratteristiche dell'impianto di produzione connesso alla rete con obbligo di connessione di terzi. L'impianto è definito come l'insieme dei gruppi generatori (o gruppo di generazione), le relative apparecchiature, l'edificio o gli edifici relativi a questo complesso così come i trasformatori principali e i trasformatori ausiliari. L'impianto non comprende la stazione elettrica di collegamento con la rete

- Gli impianti termoelettrici convenzionali comprendono anche i generatori di vapore, i serbatoi del combustibile e gli impianti di trattamento e, quando ricorra, le opere di presa e scarico dell'acqua di raffreddamento e le torri di raffreddamento. Un impianto termoelettrico può essere costituito da una o più sezioni termoelettriche dove per sezione termoelettrica si intende un sistema coordinato di conversione dell'energia termica dei combustibili in energia elettrica, costituito da uno o più generatori di vapore, da motori primi termoelettrici, da uno o più gruppi generatori e trasformatori principali, dal ciclo rigenerativo e da altri circuiti e servizi ausiliari.
- Gli impianti idroelettrici comprendono anche le opere di presa e di adduzione dell'acqua e le opere di scarico.
- Gli impianti eolici comprendono, di norma, tutti gli aerogeneratori connessi ad una stessa stazione elettrica di collegamento con la rete. Ci possono essere casi in cui a valle di un unico punto di connessione con la rete elettrica ci siano più impianti. A tal fine affinché si possano suddividere gli aerogeneratori in più impianti è necessario che ciascun impianto abbia il suo dispositivo generale così da permettere una gestione dei vari impianti in modo indipendente.
- Gli impianti non termoelettrici che utilizzano altre fonti di energia rinnovabile comprendono anche le opere destinate a convogliare l'energia nell'impianto.

Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico dell'impianto.
id_proprietario: nome o ragione sociale del soggetto che ha la proprietà o la disponibilità dell'impianto; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Proprietario".
id_unita: identificativo dell'unità virtuale a cui l'impianto appartiene; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità". Questo identificativo è utilizzato solo da impianti non rilevanti e da impianti rilevanti di tipo idroelettrico raggruppati in un'unica asta idroelettrica.
nome_impianto: nome dell'impianto.
descrizione: descrizione dell'impianto.
comune: individua il Comune in cui sorge l'impianto.
codice istat_comune: codice a sei cifre del comune assegnato da ISTAT.
provincia: individua la Provincia in cui sorge l'impianto.
regione: individua la Regione in cui sorge l'impianto.
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per l'impianto considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per l'impianto considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numero_sezioni_termoelettriche: numero delle singole sezioni termoelettriche di generazione che costituiscono l'impianto (attributo ricavato).

numero_gruppi_generazione: numero dei singoli gruppi di generazione che costituiscono l'impianto (attributo ricavato).
policombustibile: flag che specifica se l'impianto è in grado di utilizzare più di un tipo di combustibile. Ciò può avvenire o a seguito della presenza di uno o più gruppi di generazione policombustibili o a seguito della presenza di più gruppi di cui almeno uno è in grado di utilizzare un tipo di combustibile diverso da quello utilizzato dagli altri gruppi (attributo ricavato).
cocombustione: flag che specifica se almeno un gruppo di generazione dell'impianto è in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di diversi combustibili. Gli impianti di cocombustione sono un sottotipo di impianti policombustibile (attributo ricavato).
ibrido: flag che specifica se l'impianto è in grado di produrre energia elettrica utilizzando sia fonti rinnovabili, sia fonti non rinnovabili. Sono inclusi gli impianti di cocombustione, vale a dire gli impianti che sono in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili. Ciò può avvenire o a seguito della presenza di uno o più gruppi di generazione ibridi o a seguito della presenza di più gruppi di cui almeno uno è in grado di utilizzare fonti rinnovabili/non rinnovabili a fronte dell'utilizzo da parte degli altri gruppi di fonti non rinnovabili/rinnovabili. Gli impianti ibridi sono un sottotipo di impianti policombustibile (attributo ricavato).
IAFR: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione qualificato IAFR (attributo ricavato).
280_07: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione che usufruisce del ritiro dedicato ai sensi della deliberazione n. 280/07 (attributo ricavato).
cip_6_92: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione in regime CIP 6/92 (attributo ricavato).
108_97: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione che cede energia ai sensi della deliberazione n. 108/97 (attributo ricavato).
impianto_cogenerativo: flag che specifica se l'impianto presenta una o più sezioni cogenerative che, però, non rispettano i requisiti di cogenerazione ai sensi della deliberazione n. 42/02 (attributo ricavato).
impianto_cogenerativo_alto_rendimento[1]: flag che specifica se l'impianto presenta una o più sezioni che rispettano i requisiti di cogenerazione ai sensi della deliberazione n. 42/02 (attributo ricavato).

Unita

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GME

Dimensione che descrive le unità iscritte nel Registro Unità di Produzione (RUP) e nel Registro Unità di Consumo (RUC).
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico dell'unità.
rilevante: flag che individua se l'unità è rilevante.

[1] Nel caso di impianti di potenza nominale inferiore a 10 MVA ai sensi della deliberazione n. 42/02 la qualifica di cogenerazione ad alto rendimento viene rilasciata all'intero impianto e non alla singola sezione.

virtuale: flag che individua se l'unità è virtuale, ovvero è composta da una o più impianti. Se l'unità non è virtuale allora è da intendersi unità fisica.
id_impianto: identificativo dell'impianto a cui l'unità fisica appartiene; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Impianto". Per le unità virtuali questo attributo sarà vuoto.
id_udd: identificativo dell'utente del dispacciamento dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "utenti del dispacciamento".
id_proprietario: identificativo del proprietario dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Proprietario".
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per l'unità considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per l'unità considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
id_zona: identificativo della zona dove l'unità è collocata; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "zone".
id_area: identificativo dell'area dove l'unità è eventualmente collocata; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "area".
produzione: flag che specifica se quella considerata è un'unità di produzione.
consumo: flag che specifica se quella considerata è un'unità di consumo.
nome_unita: nome identificativo dell'unità.
rinnovabile: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo rinnovabile.
id_tipo_tecnologia: identificativo del tipo di tecnologia dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Tipo_tecnologia".
id_sottotipo_tecnologia: identificativo del sottotipo di tecnologia dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione " Sottotipo_tecnologia ".
programmabile: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo programmabile.
cogenerativa: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo cogenerativo, cioè è un'unità di produzione che produce sia energia elettrica che calore.
cogenerativa_alto_rendimento: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo cogenerativo ad alto rendimento, cioè oltre ad essere cogenerativa soddisfa i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02 e pertanto rientra nella priorità di dispacciamento di cui ai commi 30.7 e 31.7, lettera d), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06[2].
CIP6: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata per CIP6.
280_07: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata a 280_07.
essenziale_alla_sicurezza: flag che specifica se l'unità considerata è essenziale alla sicurezza.
qualificata_mgp: flag che specifica se l'unità considerata è qualificata al mercato del giorno prima.
qualificata_ma: flag che specifica se l'unità considerata è qualificata al mercato di aggiustamento.
qualificata_msd: flag che specifica se l'unità considerata è qualificata al mercato per il servizio di dispacciamento.
merit_order: valore intero che specifica l'ordine di merito dell'unità ai fini dell'assegnazione delle priorità fra offerte a parità di prezzo.
abilitazione_a_riserva_secondaria: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata alla riserva secondaria.
abilitazione_a_riserva_terziaria: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata alla riserva terziaria.

[2] La qualifica di cogenerazione ad alto rendimento viene rilasciata dal GSE.

abilitazione_a_bilanciamento: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata al bilanciamento.
abilitazione_a_risoluzione_congestioni: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata alla risoluzione delle congestioni.

Tipo_tecnologia

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA, GME e GSE

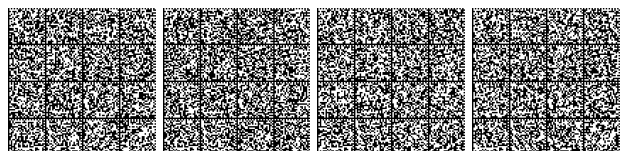
Dimensione che descrive i tipi di tecnologia degli impianti, delle sezioni e delle unità.
Prevede gli attributi seguenti:
id: codice numerico o alfanumerico identificativo del tipo di tecnologia.
nome_tecnologia: nome identificativo del tipo di tecnologia.
descrizione: descrizione del tipo di tecnologia.
La dimensione dovrà contenere gli attributi di "nome_tecnologia" seguenti:

- "termoelettrico";
- "turboespansore";
- "celle a combustibile";
- "idroelettrico";
- "pompaggio";
- "eolico";
- "solare";
- "geotermoelettrico";
- "moto ondoso";
- "scambio con l'estero";
- altro (specificare).

Sottotipo_tecnologia

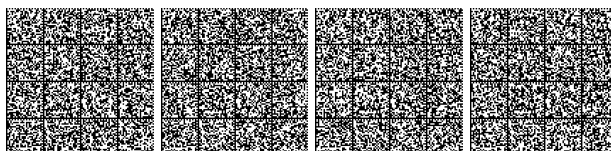
Competenza: TERNA
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che descrive i sottotipi di tecnologia delle sezioni e delle unità.
Prevede gli attributi seguenti:
id: codice numerico o alfanumerico identificativo del sottotipo di tecnologia.
id_tecnologia: codice numerico identificativo del tipo di tecnologia a cui il sottotipo tecnologia appartiene; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
nome_sottotecnologia: nome identificativo del sottotipo di tecnologia.
descrizione: descrizione del sottotipo di tecnologia.
La dimensione dovrà contenere gli attributi di "nome_sottotecnologia" seguenti:

- termico tradizionale con turbina a vapore a condensazione;
- termico tradizionale con turbina a vapore in contropressione;
- termico tradizionale con turbina a vapore con condensazione e spillamenti;
- termico turbogas;
- termico con motori a combustione interna;
- termico con microturbine;
- termico tradizionale ripotenziato;
- termico ciclo combinato con turbogas e turbina a vapore "*single shaft*";
- termico ciclo combinato con turbogas e turbina a vapore "*multi shaft*";
- termico ciclo combinato con motore a combustione interna e turbina a vapore;

- celle a combustibile singole;
- celle a combustibile in ciclo combinato;
- idro fluente;
- idro bacino;
- idro serbatoio;
- asta idroelettrica;
- pompaggio puro a bacino;
- pompaggio misto a bacino;
- pompaggio misto a serbatoio;
- pompaggio puro a serbatoio;
- asta idroelettrica pompaggio;
- eolico on – shore;
- eolico off – shore;
- solare fotovoltaico;
- solare termodinamico;
- geotermico con turbina a vapore endogeno semplice (con utilizzo diretto del vapore endogeno);
- geotermico con turbina a vapore endogeno vapore endogeno con flash o doppio flash
- geotermico con turbina a vapore in ciclo binario;
- moto ondoso e maremotrice on-shore;
- moto ondoso e maremotrice off-shore;
- altro (specificare).

Capacita_disponibile

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GME

Fatti relativi alla capacità disponibile delle unità alla chiusura del mercato del giorno prima. Prevede gli attributi seguenti:
id_unita: identificativo dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità".
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
mercato: identificativo del mercato cui l'offerta si riferisce. Può assumere il seguente valore: "MGP";
potenza_max: valore numerico della potenza massima erogabile dall'unità nell'ora specificata (espressa in MW) come risultante dalla dichiarazione dell'Udd sul Registro delle Unità di Produzione alla chiusura del mercato considerato.
potenza_min: valore numerico della potenza minima erogabile dall'unità nell'ora specificata (espressa in MW) come risultante dalla dichiarazione dell'Udd sul Registro delle Unità di Produzione alla chiusura del mercato considerato.
indisponibilita: flag che specifica se l'unità considerata è indisponibile nell'ora specificata come risultante dalla dichiarazione dell'Udd sul Registro delle Unità di Produzione alla chiusura del mercato considerato.
cod_motivazione: codice che, nel caso in cui il flag "indisponibilita" sia posto a 1, specifica il motivo per cui l'unità è indisponibile; fa riferimento all'attributo "codice" della dimensione "Motivazione".

Motivazione

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GME

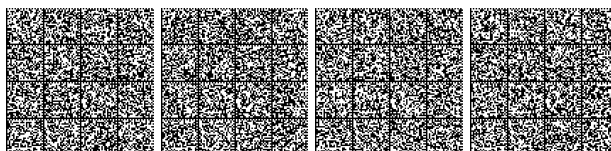
Dimensione che codifica le motivazioni delle variazioni dei dati tecnici e delle indisponibilità delle unità.
Prevede gli attributi seguenti:
codice: codice numerico o alfanumerico della motivazione.
motivazione: descrizione della motivazione.
La dimensione dovrà contenere gli attributi di "motivazione" seguenti:

- sicurezza idro-geologica, limitatamente ad unità di produzione di tipo idroelettrico;
- servitù idro-geologiche, limitatamente ad unità di produzione di tipo idroelettrico;
- manutenzione programmata;
- coda di manutenzione;
- avaria;
- vincoli di produzione causati da indisponibilità di rete;
- vincoli ambientali, limitatamente ad unità di produzione di tipo termoelettrico, quali:
  - alta temperatura allo scarico;
  - alta temperatura aria ambiente;
  - inquinamento;
- sciopero;
- vincoli tecnologici dell'unità di produzione (specificare).
- avviamento, limitatamente ad unità di produzione di tipo termoelettrico e alla fase di gestione in tempo reale di MSD, ai fini dell'esenzione dell'unità dal servizio di bilanciamento e di riserva secondaria in tempo reale durante l'avviamento;
- spegnimento, limitatamente ad unità di produzione di tipo termoelettrico e alla fase di gestione in tempo reale del Mercato per il servizio di dispacciamento, ai fini dell'esenzione dell'unità dal servizio di bilanciamento e di riserva secondaria in tempo reale durante lo spegnimento;
- prove richieste o comunque concordate con Terna;
- periodo di rientro in servizio;

Combustibili

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GME

Dimensione che descrive le varie tipologie di combustibile utilizzato dalle unità di produzione.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico del combustibile.
nome: nome descrittivo del combustibile.
pci: valore numerico del potere calorico inferiore (espresso in MWh/unita_di_combustibile).
emissioni_co2: valore numerico della quantità di CO_2 prodotta (espresso in tCO2/MWh di combustibile).
unita_di_combustibile: unità di misura del combustibile.
La dimensione dovrà contenere gli attributi di "nome" seguenti:

- Carbone;
- Lignite;
- RSU/RSAU biodegradabili;
- RSU/RSAU non biodegradabili;

- CDR parte non biodegradabile
- CDR parte biodegradabile
- Altri rifiuti biodegradabili
- Altri rifiuti non biodegradabili;
- Colture e residui agricoli;
- Colture e residui forestali;
- Altre biomasse solide da specificare;
- Ceneri da olio;
- Catrame;
- Coke di petrolio;
- Coke di carbone
- Petrolio grezzo;
- Nafta
- Olio combustibile BTZ;
- Olio combustibile STZ;
- Olio combustibile ATZ o MTZ;
- Orimulsion;
- Gasolio;
- Benzina;
- Bioetanolo;
- Biometanolo;
- Biodiesel;
- Olio vegetale da specificare;
- Distillati leggeri;
- Gas naturale;
- Gas naturale da giacimenti minori isolati;
- Gas residui di processi chimici;
- Gas da acciaieria a ossigeno;
- Gas da estrazione;
- Gas d'altoforno;
- Gas di cokeria;
- Gas di Petrolio liquefatto;
- Gas di raffineria;
- Gas di sintesi da processi di gassificazione;
- Tar di raffineria
- Propano;
- Idrogeno;
- Biogas da colture e rifiuti agroindustriali e agroforestali;
- Biogas da deiezioni animali;
- Biogas da fanghi;
- Biogas da rifiuti solidi urbani;
- Vapore endogeno;
- Altre fonti di calore;
- Altri combustibili (specificare)

Costo_combustibile

Competenza: GME
Accesso:GME

Fatti relativi ai costi dei combustibili. Hanno granularità di un giorno.

Prevede gli attributi seguenti:
id_combustibile: identificativo numerico o alfanumerico del combustibile; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Combustibili".
numerogiorno: identificativo del giorno considerato; fa riferimento all'attributo "numerogiorno" della dimensione "Tempo".
prodotto: identificativo del prodotto a cui il prezzo_combustibile fa riferimento.
prezzo_combustibile: valore numerico del prezzo del combustibile per unita_di_combustibile (€/unita_di_combustibile)

<u>Costo_CO2</u>

Competenza: GME
Accesso:GME
Fatti relativi ai costi dei combustibili. Hanno granularità di un giorno.
Prevede gli attributi seguenti:
codice_borsa: identificativo della borsa estera; fa riferimento all'attributo "codice" della dimensione "Borsa_estera".
prodotto: identificativo del prodotto a cui il prezzo CO2 fa riferimento.
numerogiorno: identificativo del giorno considerato; fa riferimento all'attributo "numerogiorno" della dimensione "Tempo".
prezzo_CO2: valore numerico del prezzo della CO2 (€/tonnellata)

<u>Borsa_estera</u>

Competenza: GME
Accesso:GME
Dimensione che elenca le borse estere.
Prevede gli attributi seguenti:
codice: identificativo alfanumerico (sigla) della borsa estera.
descrizione: descrizione. della borsa considerata.

<u>Offerte nei mercati dell'energia elettrica</u>

Competenza: GME
Accesso: GME

Fatti relativi ai mercati dell'energia elettrica come risultanti dalle disposizioni della deliberazione n. 111/06, del Codice di Rete e del Testo Integrato del Mercato Elettrico.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
codice_offerta: codice numerico o alfanumerico che identifica univocamente l'offerta presentata con riferimento ad un certo mercato, ad una certa unità e ad una certa ora;
scopo: descrive lo scopo per cui è stata presentata l'offerta. Può assumere i seguenti valori: "acquisto"; "vendita".
stato: descrive lo stato dell'offerta in esito al mercato. Può assumere i seguenti valori: "accettata"; "rigettata".
programma_CET: flag che specifica se l'offerta è un programma di immissione o prelievo in esecuzione di una vendita o un acquisto netto a termine risultante dal Conto Energia a Termine intestato all'operatore di mercato che presenta l'offerta.

bilanciata: flag che specifica se l’offerta è associata ad un’altra offerta di scopo opposto e di eguale quantità presentata dal medesimo operatore di mercato;
mercato: identificativo del mercato cui l’offerta si riferisce. Può assumere i seguenti valori:
- “MGP”;
- “MA”;

id_operatore: fa riferimento all’attributo “id” della dimensione “Operatori di mercato”;
id_unita: fa riferimento all’attributo “id” della dimensione “Unità”;
energia_offerta: valore numerico della quantità di energia (MWh) indicata nell’offerta;

pzo_energia_offerto: valore numerico de:
- il prezzo minimo (€/MWh) cui l’operatore è disponibile a vendere l’energia_offerta, quando il valore del campo scopo è “vendita”;
- il prezzo massimo (€/MWh) cui l’operatore è disponibile ad acquistare l’energia_offerta, quando il valore del campo scopo è “acquisto”;

energia_accettata: valore numerico della quantità di energia (MWh) accettata in esito al mercato cui l’offerta è riferita;
pzo_energia_accettato: valore numerico de:
- il prezzo (€/MWh) che l’operatore ha il diritto di riscuotere per la cessione dell’energia_accettata in esito al mercato cui l’offerta è riferita, quando il valore del campo scopo è “vendita”;
- il prezzo (€/MWh) che l’operatore ha il dovere di pagare per l’acquisto dell’energia_accettata in esito al mercato cui l’offerta è riferita, quando il valore del campo scopo è “acquisto”;

ordine_di_merito: è un campo numerico che identifica il grado di priorità dell’offerta rispetto alle altre a parità di prezzo.

Esiti dei mercati dell’energia elettrica

Competenza: GME
Accesso: GME

Fatti relativi agli esiti dei mercati dell’energia elettrica.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all’attributo “numeroora” della dimensione “Tempo”;
mercato: identificativo del mercato cui l’offerta si riferisce. Può assumere i seguenti valori: **“MGP”; “MA”;**
id_zona: fa riferimento all’attributo “id” della dimensione “Zone”;
previsione_di_fabbisogno: valore numerico della previsione di fabbisogno di energia elettrica nella zona, ivi incluso il fabbisogno delle unità di pompaggio, alla chiusura del mercato;
prezzo_zonale: valore numerico del prezzo riconosciuto alle offerte di vendita accettate con riferimento ad una certa zona e ad una certa ora in esito ad un certo mercato;
prezzo_unico_nazionale: valore numerico del prezzo riconosciuto alle offerte di acquisto relative ad unità di consumo accettate con riferimento ad una certa ora in esito ad un certo mercato;
offerta_aggregata_presentata: valore numerico risultante dalla sommatoria dell’energia_offerta relativa alle offerte presentate con scopo “vendita”;
offerta_aggregata_accettata: valore numerico risultante dalla sommatoria dell’energia_accettata relativa alle offerte presentate con scopo “vendita”;
domanda_aggregata_presentata: valore numerico risultante dalla sommatoria dell’energia_offerta relativa alle offerte presentate con scopo “acquisto”;

domanda_aggregata_accettata: valore numerico risultante dalla sommatoria dell'energia_accettata relativa alle offerte presentate con scopo "acquisto";

Conti Energia a Termine (CET)

Competenza: GME
Accesso: GME

codice: è un campo alfanumerico che identifica univocamente un Conto Energia a Termine intestato ad un operatore di mercato ai sensi dell'articolo 20 della deliberazione n. 111/06;
id_operatore: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Operatori di mercato"; è l'operatore intestatario del Conto Energia a Termine;

Piattaforma Conti Energia (PCE) - acquisti e vendite

Competenza: GME
Accesso: GME

Fatti relativi alle registrazioni di acquisti e vendite a termine effettuate sui Conti Energia a Termine, tramite la Piattaforma Conti Energia (PCE), ai sensi dell'articolo 24 della deliberazione n. 111/06.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
codice_registrazione: è un codice che identifica univocamente una registrazione di acquisiti e vendite a termine effettuata ai sensi dell'articolo 24 della deliberazione n. 111/06;
codice_CET: fa riferimento all'attributo "codice" della dimensione "Conti Energia a Termine";
energia_registrata: valore numerico della quantità di energia (MWh/h) registrata in acquisto (segno positivo) o in vendita (segno negativo) in un Conto Energia a Termine con riferimento ad un codice_registrazione;
scopo: precisa se l'energia_registrata in un Conto Energia a Termine è un acquisto a termine oppure una vendita a termine. Può assumere i seguenti valori: "acquisto"; "vendita".
id_operatore: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Operatori di mercato"; è colui che richiede la registrazione;

Piattaforma Conti Energia (PCE) - programmi

Competenza: GME
Accesso: GME

Fatti relativi alla registrazione di programmi di immissione e di prelievo in esecuzione di acquisti e vendite registrate sui Conti Energia a Termine.
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
id_unita: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità";
codice_CET: fa riferimento all'attributo "codice" della dimensione "Conti Energia a Termine";
programma_CET: è, per ciascuna unità, il programma di prelievo (segno negativo) o di immissione (segno positivo) presentato ai sensi dell'articolo 23 della deliberazione n. 111/06 in esecuzione degli acquisti o delle vendite nette a termine registrate nel Conto Energia a Termine;

programma_CET_post-MGP : è, per ciascuna unità, il programma di prelievo (segno negativo) o di immissione (segno positivo) di in esito ad MGP registrato ai sensi dell'articolo 25 della deliberazione n. 111/06 in esecuzione degli acquisti o delle vendite nette a termine registrate nel Conto Energia a Termine;

<u>Immissioni e Prelievi a programma</u>

Competenza: GME e TERNA
Accesso: GME e TERNA

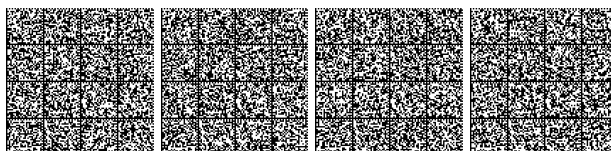
Fatti relativi ai programmi di immissione (segno positivo) e di prelievo (segno negativo) definiti in esito ai mercati in cui è suddiviso il Mercato Elettrico.
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
id_unita: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità";
programma_post-MGP_cumulato: è, per ciascuna unità, la somma dei programmi riferiti alla medesima unità in esito a MGP, ivi inclusi i programmi_CET_post-MGP;
programma_post-MA_cumulato: è, per ciascuna unità, il programma_post-MGP_cumulato, come eventualmente modificato in esito al MA;
programma_post-MSD_ex-ante : è, per ciascuna unità, il programma_post-MA_cumulato, come eventualmente modificato in esito al MSD;
programma_vincolante_modificato_e_corretto: è, per ciascuna unità, il programma_post-MSD_ex-ante, come eventualmente modificato in esito al MB;

<u>Saldi dei Conti Energia a Termine</u>

Competenza: GME
Accesso: GME

Fatti relativi ai saldi dei Conti Energia a Termine.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
codice_CET: fa riferimento all'attributo "codice" della dimensione "Conti Energia a Termine";
capacità: è la capacità definita ai sensi dell'articolo 18 della deliberazione n. 111/06;
saldo_transazioni: con riferimento ad un Conto Energia a Termine, valore numerico della somma algebrica degli acquisti (segno positivo) e delle vendite (segno negativo) a termine ivi registrate (vedi attributo "energia_registrata" del fatto "Piattaforma Conti Energia (PCE) - registrazione di acquisti a termine e di vendite a termine");
saldo_programmi: con riferimento ad un Conto Energia a Termine, valore numerico della somma algebrica dei programmi di immissione (segno positivo) o di prelievo (negativo) ivi registrati (vedi attributo "programmi_CET_post-MGP" del fatto "Piattaforma Conti Energia (PCE) - registrazione programmi di immissione e di prelievo");
saldo_CET: con riferimento ad un Conto Energia a Termine, valore numerico della somma algebrica del saldo_transazioni e del saldo_programmi;

<u>Esiti dei Mercati Esteri</u>

Competenza: GME
Accesso: GME

Fatti relativi agli esiti dei mercati esteri dell'energia elettrica.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
prezzo: valore numerico del prezzo (€/MWh) riconosciuto alle offerte accettate in esito al "mercato del giorno prima" di una certa borsa estera;
quantita: valore numerico rappresentativo dei volumi (MWh) scambiati in esito al "mercato del giorno prima" di una certa borsa estera;
codice_borsa: identificativo della borsa estera; fa riferimento all'attributo "codice" della dimensione "Borsa_estera".

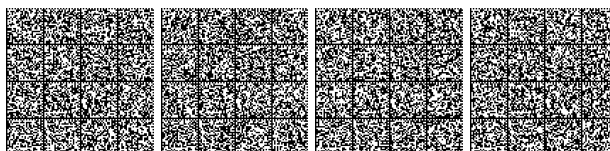
Mercato_dei Certificati_Verdi

Competenza: GME
Accesso: GME

Fatti relativi al mercato dei certificati verdi.
Prevede gli attributi seguenti:
id_transazione: identificativo della singola transazione conclusa;
quantita_cv: numero di certificati verdi oggetto della transazione;
prezzo_unitario: prezzo di scambio del MWh;
anno_di_riferimento: anno a cui il certificato scambiato fa riferimento;
id_acquirente: identificativo del soggetto che acquista i certificati verdi oggetto della transazione; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Operatori di mercato".
id_venditore: identificativo del soggetto che cede i certificati verdi oggetto della transazione; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Operatori di mercato".
bilateralista: flag che identifica se la transazione è stata conclusa sul mercato o tramite contratto bilaterale;
tipologia: identificativo della tipologia di certificati verdi.
taglia: numero MWh associati al singolo certificato verde.

Piattaforma Dati Esterni (PDE)

Competenza: GME
Accesso: GME

Fatti relativi ai contratti a termine sulle negoziazioni dell'energia elettrica nel mercato elettrico.
Prevede gli attributi seguenti:
codice_contratto: è un codice alfanumerico univoco che deve consentire di identificare i singoli contratti;
parte_cedente: indicata tramite il codice ETSO dell'operatore di mercato in questione; qualora questi non fosse operatore di mercato, indicata tramite la Partita IVA;
ragione_sociale_cedente: ragione sociale della parte cedente;
controparte_operatore: flag che assume valore "1" se la controparte è un operatore elettrico e "0" altrimenti;
parte_acquirente: indicata tramite il codice ETSO dell'operatore di mercato in questione; qualora questi non fosse operatore di mercato, indicata tramite la Partita IVA;
ragione_sociale_acquirente: ragione sociale della parte acquirente;

tipologia_contratto: indica la tipologia del contratto e può assumere uno dei valori seguenti:
- ❖ standard (contratto trattato su mercato organizzato),
- ❖ OTC_organizzato (contratto over-the-counter per il quale i contraenti si sono avvalsi di servizi forniti nell'ambito di un mercato organizzato),
- ❖ OTC (contratto over-the-counter diverso dal precedente).

mercato_organizzato: codice del mercato organizzato nel quale è trattato il contratto o nell'ambito del quale sono forniti servizi per il contratto;
struttura_contratto: struttura del contratto; può assumere uno dei valori seguenti:
- ❖ future,
- ❖ forward,
- ❖ swap (contratto differenziale a due vie),
- ❖ opzione (contratto differenziale a una via), altro;

descrizione_contratto: attributo testo da compilare solo nel caso di contratti di struttura "altro" indicando la struttura di detto contratto e, nel caso di contratti con struttura mista tra quelle tipizzate, le percentuali dei volumi afferenti a ciascuna di esse;
data_stipula: data stipula del contratto, in formato yyyymmdd;
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo"; è l'identificativo dell'ora inclusa nel periodo di consegna del contratto a termine;
indicizzato: flag che assume valore "1" se il contratto è indicizzato e "0" altrimenti;
indicizzazione: da compilare solo con riferimento ai contratti il cui prezzo di esercizio sia oggetto di qualche forma di indicizzazione, contiene la descrizione della formula di indicizzazione del prezzo;
energia_ex_ante: valore numerico della quantità di energia oraria pattuita ex ante nel contratto (MWh), con due decimali;
prezzo_ex_ante: valore numerico del prezzo a termine fissato ex ante nel contratto: espresso in €/MWh;
energia_ex_post: valore numerico della quantità oraria esercitata ex post (MWh), con due decimali; valido solo per contratti aventi natura di opzione;
prezzo_ex_post: valore numerico del prezzo a termine calcolato contrattualmente ex post: espresso in €/MWh; valido solo per contratti indicizzati.
prezzo_contratto: valore numerico relativo al premio indicato nel contratto: espresso in €/MWh, da indicare ad esempio nel caso di opzioni;

09A07158

DELIBERAZIONE 25 maggio 2009.

Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, Sezione VI, 27 dicembre 2006, n. 7972 in materia di corrispettivo di non arbitraggio. (Deliberazione ARG/elt 61/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 25 maggio 2009

Visti:

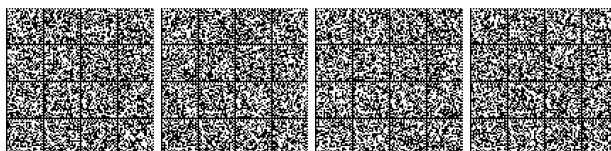
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 dicembre 2003, n. 168/03 (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 48/04 (di seguito: deliberazione n. 48/04);
- la deliberazione dell'Autorità 20 luglio 2004, n. 122/04 (di seguito: deliberazione n. 122/04);
- la sentenza del Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia, Sezione IV, 18 febbraio 2005, n. 402 (di seguito: sentenza n. 402/05);
- la decisone del Consiglio di Stato in sede giurisdizionale, Sezione VI, 27 dicembre 2006, n. 7972 (di seguito: sentenza n. 7972/06);
- le lettera del Gestore dei Servizi Elettrici – GSE S.p.A. (di seguito: GSE) del 20 maggio 2009, prot. n. 39238 (prot. Autorità n. 28698 del 25 maggio 2009).

Considerato che:

- la deliberazione n. 48/04, recante, tra l'altro, disposizioni in materia di avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004, fissava le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di scambio dell'energia elettrica;
- con la deliberazione n. 122/04, l'Autorità ha ritenuto necessario un adeguamento della disciplina dello scambio dell'energia elettrica di cui alla citata deliberazione n. 48/04, al fine di precludere la possibilità di esercitare comportamenti opportunistici volti a trarre vantaggio dalla differente valorizzazione dell'energia elettrica nell'ambito dello scambio e dei mercati dell'energia;
- a tal fine, la deliberazione n. 122/04 ha integrato la deliberazione n. 48/04 introducendo, con l'articolo 23.1, il corrispettivo di non arbitraggio nello scambio dell'energia elettrica (di seguito: corrispettivo di non arbitraggio);
- ai sensi del predetto articolo 23.1, entro il giorno quindici (15) del secondo mese successivo a quello di competenza, l'utente dello scambio doveva regolare con il Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (di seguito: GRTN) il corrispettivo di non arbitraggio, secondo il seguente criterio:
  - se il corrispettivo risultava negativo, l'utente dello scambio era tenuto a pagarlo al GRTN;
  - al contrario, se il corrispettivo risultava positivo il GRTN era tenuto a pagarlo all'utente dello scambio;

- Dynameeting S.p.A. ha proposto ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia (di seguito: TAR Lombardia) per l'annullamento della deliberazione n. 122/04;
- con sentenza n. 402/05, il TAR Lombardia ha respinto il ricorso di Dynameeting S.p.A.;
- Dynameeting S.p.A. ha proposto appello avverso la suddetta sentenza del Tar Lombardia n. 402/2005. Il Consiglio di Stato, con sentenza n. 7972/06, ha accolto l'appello, stabilendo che «*la deliberazione dell'autorità n. 122/04 deve essere annullata, nei limiti dell'interesse della ricorrente, nella parte in cui estende il c.d. corrispettivo di non arbitraggio anche ai grossisti*»;
- l'annullamento del corrispettivo di non arbitraggio disposto dal Consiglio di Stato comporta la regolazione di una partita economica di conguaglio tra il GRTN (o suo avente causa) ed il soggetto che all'epoca aveva illegittimamente versato o ricevuto il suddetto corrispettivo.

Considerato che:

- il Consiglio di Stato ha annullato parzialmente l'articolo 23.1 della deliberazione n. 122/04, «*nella parte in cui estende il c.d. corrispettivo di non arbitraggio anche ai grossisti*»;
- per ottemperare alla sentenza n. 7972/06 è necessario stabilire preliminarmente quali operatori, alla luce della sentenza del Consiglio di Stato, sono "grossisti";
- il Consiglio di Stato, nella sentenza n. 7972/06, ha individuato la ratio della delibera n. 122/04 nella necessità di «*prevedere un adeguamento della disciplina dello scambio dell'energia elettrica al fine di precludere la possibilità di esercitare comportamenti opportunistici volti a trarre vantaggio dalla differente valorizzazione dell'energia elettrica nell'ambito dello scambio e dei mercati dell'energia*»;
- nella medesima sentenza il Consiglio di Stato ha osservato che «*il c.d. corrispettivo di non arbitraggio è stato, invece, previsto anche per i soggetti, quali la ricorrente, che erano impossibilitati a porre in essere tali comportamenti ostruzionistici. Infatti, i grossisti, non potendo operare in borsa, non sono in grado di esercitare l'arbitraggio*»;
- pertanto, in base alla sentenza n. 7972/06, i "grossisti" sono quegli operatori che non possono scegliere tra la vendita di energia elettrica attraverso il sistema delle offerte o per mezzo di contratti di compravendita stipulati al di fuori del medesimo sistema, e che, pertanto, non sono in grado di "*esercitare l'arbitraggio";*
- l'articolo 4 della deliberazione n. 48/04 individuava per il 2004 tre tipi di contratti di compravendita registrati presso il GRTN:
  1) i contratti di compravendita conclusi con il Gestore del mercato elettrico per la cessione dell'energia elettrica attraverso il sistema delle offerte;
  2) i contratti di compravendita conclusi con il GRTN nel mercato per il servizio di dispacciamento;
  3) i contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
- ai sensi dell'articolo 16, comma 16.1, della deliberazione n. 48/04, per l'anno 2004, un utente del dispacciamento per unità di produzione rilevanti aveva il diritto di immettere in rete energia elettrica in esecuzione di uno qualunque dei tipi di contratto di compravendita di cui al precedente alinea;

- per contro, ai sensi dell'articolo 16, comma 16.2, della deliberazione n. 48/04, per l'anno 2004, un utente del dispacciamento per unità di produzione non rilevanti poteva immettere in rete energia elettrica solo in esecuzione di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
- sulla base delle disposizioni richiamate nei precedenti alinea, ai sensi della disciplina del dispacciamento vigente nel 2004, gli unici operatori che potevano scegliere tra la vendita di energia elettrica attraverso il sistema delle offerte o per mezzo di contratti di compravendita stipulati al di fuori del medesimo sistema erano gli utenti del dispacciamento per unità di produzione rilevanti.

Considerato, inoltre, che:

- la deliberazione n. 122/04 ha prodotto effetti solo per il trimestre ottobre-dicembre 2004;
- la deliberazione n. 122/04 individua nel Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. il soggetto controparte dell'utente dello scambio ai fini della regolazione del corrispettivo di non arbitraggio;
- secondo quanto previsto dal DPCM 11 maggio 2004, parte delle attività, delle funzioni, dei beni e dei rapporti giuridici attivi e passivi facenti capo al Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. sono stati trasferiti, a decorrere dal 1 novembre 2005, a Terna S.p.A.;
- a decorrere dal 13 giugno 2006 il Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. ha modificato la sua ragione sociale in Gestore dei Servizi Elettrici – GSE S.p.A.

Considerato, infine, che:

- ai sensi dell'articolo 43 della deliberazione n. 48/04, il saldo tra i proventi e gli oneri maturati dal GRTN in applicazione del corrispettivo di non arbitraggio è incluso tra le partite economiche che contribuivano alla determinazione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento;
- con lettera del 20 maggio 2009, il GSE ha comunicato che è ancora disponibile una quota del saldo netto relativo al corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento relativo agli anni 2004 e 2005.

Ritenuto opportuno:

- ottemperare alla sentenza del Consiglio di Stato, Sezione VI, 27 dicembre 2006, n. 7972, mediante una modifica della deliberazione n. 122/04 che preveda l'esenzione dal corrispettivo di non arbitraggio per i soggetti c.d. "*grossisti*";
- identificare come soggetti c.d. "*grossisti*", nell'accezione contenuta nella sentenza n. 7972/06, gli operatori che, per il trimestre ottobre-dicembre 2004, ricadevano nelle seguenti categorie di utente dello scambio:
  a) utenti dello scambio che, ai sensi della normativa vigente nel 2004, non erano tenuti a sottoscrivere un contratto di dispacciamento in immissione;

b) utenti dello scambio titolari di un contratto di dispacciamento in immissione che non includeva unità di produzione rilevanti;

- escludere dal novero dei soggetti che, alla luce della sentenza del Consiglio di Stato sono definiti “grossisti”, gli utenti dello scambio che, direttamente o attraverso società controllate, società controllanti o società controllate dalla medesima controllante, potevano scegliere di vendere energia elettrica attraverso il sistema delle offerte o per mezzo di contratti di compravendita stipulati al di fuori del medesimo sistema;
- prevedere che il GSE, in qualità di soggetto avente causa del Gestore della rete di trasmissione S.p.A., provveda ad effettuare i calcoli derivanti dalle modifiche introdotte con il presente provvedimento e a regolare con gli utenti dello scambio aventi diritto le partite economiche conseguenti all’annullamento del corrispettivo di non arbitraggio;
- prevedere che gli oneri derivanti dall’applicazione del presente provvedimento trovino copertura nel residuo margine economico derivante dall’applicazione dell’articolo 43 della deliberazione n. 48/04 per l’anno 2004 e dall’applicazione dell’articolo 36 della deliberazione n. 168/03 per l’anno 2005

DELIBERA

1. all’articolo 23.1 della deliberazione n. 122/04, dopo il comma 23.1.2, è aggiunto il seguente comma:
   “23.1.3 Le disposizioni di cui al presente articolo si applicano ai soli utenti dello scambio che, direttamente o attraverso società controllate, controllanti o controllate dalla medesima controllante, risultano titolari di un contratto di dispacciamento in immissione che include unità di produzione rilevanti”;
2. il Gestore dei Servizi Elettrici – GSE S.p.A. effettua i conteggi e la regolazione delle partite economiche derivanti dalle modifiche della deliberazione n. 122/04 introdotte con il presente provvedimento;
3. gli oneri derivanti dall’applicazione del presente provvedimento trovano copertura nel residuo margine economico derivante dall’applicazione dell’articolo 43 della deliberazione n. 48/04 per l’anno 2004 e dall’applicazione dell’articolo 36 della deliberazione n. 168/03 per l’anno 2005;
4. la deliberazione n. 122/04 e l’Allegato A alla deliberazione n. 48/04, come risultanti dalle modifiche introdotte con il presente provvedimento, sono pubblicati sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it);
5. il presente provvedimento è trasmesso al Gestore dei servizi elettrici – GSE S.p.A. per i seguiti di competenza;
6. il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 25 maggio 2009

Il presidente: Ortis

09A07159

DELIBERAZIONE 28 maggio 2009.

Determinazione dei costi fissi medi unitari ai fini della definizione della rendita idroelettrica per le società AEM Torino S.p.A (oggi IRIDE Energia S.p.A), ACEA S.p.A e Erga S.p.A (ora Enel Green Power S.p.A) ai sensi dell'articolo 35, comma 35.4, della deliberazione n.228/01. (Deliberazione ARG/elt 63/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

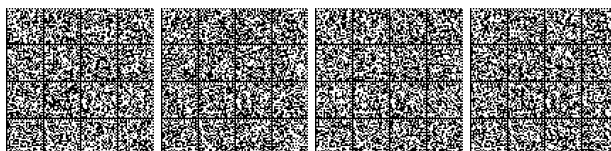
Nella riunione del 28 maggio 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 come successivamente modificato e integrato;
- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, 26 gennaio 2000, come successivamente modificato ed integrato (di seguito: decreto 26 gennaio 2000);
- la legge 17 aprile 2003, n. 83 (di seguito: legge n. 83/03)
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 11 maggio 1999, n. 61/99 (di seguito: deliberazione n. 61/99);
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2000, n. 232/00 (di seguito: deliberazione n. 232/00);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 228/01 e successive modificazioni ed integrazioni (di seguito: Testo integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 310/01 (di seguito: deliberazione n. 310/01);
- la deliberazione dell'Autorità 27 aprile 2005, n. 73/05;
- la nota dell'Autorità alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) del 23 maggio 2003, prot. PB/M03/1444/ea;
- la nota dell'Autorità alla Cassa del 25 giugno 2003, prot. PB/M03/1830/ea;
- la comunicazione della Cassa del 23 ottobre 2003, prot. Autorità n. 28360, del 28 ottobre 2003;
- la comunicazione dell'Autorità del 15 febbraio 2007, prot. GB/M07/682/ELT/MRT/mc (di seguito: comunicazione del 15 febbraio 2007);
- le comunicazioni dell'Autorità del 22 gennaio 2009, prot. 3240 e prot. 3241;
- la lettera della società AEM Torino S.p.A (ora IRIDE Energia S.p.A.) (di seguito: la società IRIDE) del 30 marzo 2001, (di seguito: lettera del 30 marzo 2001);

- la documentazione inviata dalla società IRIDE con lettera del 9 novembre 2007, protocollo Autorità n. 30803 e successivamente con lettera del 30 settembre 2008, protocollo Autorità n. 33201 (di seguito: documentazione di riferimento della società IRIDE);
- la lettera della società ACEA S.p.A. (di seguito: la società ACEA) del 15 marzo 2001 (di seguito: lettera del 15 marzo 2001);
- la documentazione inviata dalla società ACEA con comunicazioni del 2 febbraio 2009, prot. Autorità n. 5146, e del 25 febbraio 2009, prot. Autorità n. 9347 (di seguito: documentazione di riferimento della società ACEA);
- le lettera della società Erga S.p.A (ora Enel Green Power S.p.A) (di seguito: la società ENEL) del 30 marzo 2001 (di seguito: comunicazione del 30 marzo 2001);
- la documentazione inviata dalla società ENEL con comunicazioni del 10 febbraio 2009, prot. Autorità n. 6394, e del 13 maggio 2009, prot. Autorità n. 26302 (di seguito: documentazione di riferimento della società ENEL).

Considerato che:

- l'articolo 2, comma 1, lettera b) del decreto 26 gennaio 2000 ha incluso, tra gli oneri generali afferenti il sistema elettrico, la compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità delle imprese produttrici-distributrici (di seguito: rendita idroelettrica) prevedendo che, al fine di compensare anche solo parzialmente gli altri oneri generali di sistema, i titolari di unità di produzione idroelettriche e geotermoelettriche siano obbligati a versare una parte della maggior valorizzazione ottenuta da tali unità in seguito alla liberalizzazione del settore elettrico;
- l'articolo 35, comma 35.2 del Testo integrato ha definito le modalità generali per la determinazione della rendita idroelettrica;
- l'articolo 35, comma 35.5 del Testo integrato prevede che, in deroga alle modalità generali per la determinazione della rendita idroelettrica di cui al precedente alinea, con riferimento a specifici impianti il soggetto giuridico che ne ha la disponibilità ha facoltà di richiedere la rideterminazione della rendita idroelettrica, presentando apposita domanda;
- la domanda di rideterminazione di cui al precedente alinea deve contenere, tra le altre, informazioni relative agli anni dal 1997 al 1999 relativamente al livello dei costi operativi diretti dell'impianto, ivi inclusi gli ammortamenti calcolati sulla base delle aliquote economico tecniche, e al livello del valore netto contabile dell'impianto;
- l'articolo 35, comma 35.6 del Testo integrato stabilisce che, ai fini della rideterminazione della rendita idroelettrica, l'Autorità determina i costi fissi medi unitari dell'impianto tenendo conto dei costi operativi diretti dell'impianto, di una remunerazione del capitale investito calcolato sulla base del valore netto contabile dell'impianto e di una quota di costi comuni attribuibili all'impianto, espressa in termini percentuali rispetto al livello dei costi operativi diretti;

- la legge n. 83/03 ha modificato il decreto 26 gennaio 2006 prevedendo il venire meno dell'applicazione della rendita idroelettrica a decorrere dal 1 gennaio 2002 e, conseguentemente, la determinazione dei costi fissi medi unitari di cui al precedente alinea deve riferirsi esclusivamente all'unico anno di applicazione della metodologia sopra evidenziata, ovvero l'anno 2001;
- con comunicazione del 15 febbraio 2007 l'Autorità ha richiesto ulteriori informazioni anche al fine di definire la quota dei costi comuni attribuibili a ciascun impianto sulla base dei conti annuali separati redatti secondo le deliberazioni n. 61/99 e n. 310/01 per gli anni disponibili;
- sono stati effettuati degli incontri tecnici con le singole società al fine analizzare i seguenti aspetti:
  - a) la corrispondenza dei valori indicati nella domanda con le risultanze documentali;
  - b) la coerenza con la natura di costi operativi;
  - c) la modalità di attribuzione utilizzata per il calcolo dei costi dei singoli impianti;
  - d) la competenza economica dei costi.

Considerato, inoltre, che:

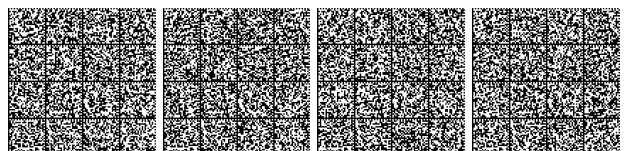
- con lettera del 30 marzo 2001 la società IRIDE ha fatto richiesta di rideterminazione della rendita idroelettrica, con riferimento ai seguenti impianti idroelettrici:
  - Agnel Serrù - Villa (serbatoio),
  - Rosone - Ceresole (serbatoio),
  - Bardonetto - Pont (acqua fluente),
  - Chiomonte Susa - Susa (acqua fluente),
  - San Mauro - Stura (acqua fluente),
  - La Loggia - Moncalieri (acqua fluente);
- dall'analisi della documentazione di riferimento della società IRIDE è stato possibile evidenziare come il livello dei costi operativi comunicato dalla medesima società con lettera del 30 marzo 2001 risulta differente dal livello iscritto in bilancio in quanto, ai fini della rideterminazione della rendita idroelettrica, la società ha considerato i costi relativi alla manutenzione programmata e al ripristino delle opere devolvibili che si sono manifestati nei diversi esercizi, anziché riferirsi alle quote di costi di competenza economica;
- con lettera del 15 marzo 2001 la società ACEA ha fatto richiesta di rideterminazione della rendita idroelettrica, con riferimento ai seguenti impianti idroelettrici:
  - Alessandro Volta di Castel Madama (bacino);
  - Salisano (acqua fluente);
  - Guglielmo Marconi di Orte (bacino);
  - Galileo Ferraris di Mandela (acqua fluente);
  - S. Angelo (serbatoio).
- dall'analisi della documentazione di riferimento della società ACEA è emerso che nel corso del triennio considerato è avvenuta una trasformazione societaria con liquidazione dell'azienda speciale comunale A.C.E.A. (Azienda Comunale Energia e Ambiente) e la creazione, in data 29 settembre 1997 di ACEA S.p.A.

alla quale il Comune di Roma ha conferito il compendio aziendale precedentemente gestito da A.C.E.A., al valore risultante dalla perizia eseguita ai sensi dell'art. 2343 del Codice Civile, con efficacia 1° gennaio 1998 e che, al fine di tenere conto di tale trasformazione, con lettera del 15 febbraio 2001 la società ACEA ha indicato, con riferimento all'anno 2007:
  - un livello delle immobilizzazioni nette corrispondente ai valori di carico della nuova società ACEA S.p.a al 1° gennaio 2008;
  - un livello degli ammortamenti ricostruito considerando il valore al 1° gennaio 1998 indicato nella perizia di stima dei beni e le vite utili indicate nella medesima perizia;
- dall'analisi della documentazione di riferimento della società ACEA si evince altresì che l'andamento altalenante del livello dei costi operativi nel triennio 1997-1999 considerato è principalmente dovuto ai costi relativi alla manutenzioni e riparazioni di carattere ordinario che incidono completamente sull'esercizio in cui è stata effettuata la manutenzione, in quanto la società non ha predisposto specifici accantonamenti a fronte di lavori ciclici di manutenzione;
- con comunicazione del 30 marzo 2001 la società ENEL ha fatto richiesta di rideterminazione della rendita idroelettrica, con riferimento ai seguenti impianti:
  - Bellavista (geotermolettrico),
  - Cornia (geotermoelettrico),
  - Lagoni Rossi (geotermoelettrico),
  - Pianacce (geotermoelettrico),
  - Piancastagnaio 2 (geotermoelettrico),
  - Rancia 1 (geotermoelettrico),
  - San Martino (geotermoelettrico)
- dall'analisi della documentazione di riferimento della società ENEL si riscontra come i dati della ricostruzione dettagliata risultano sostanzialmente diversi da quelli presentati nel 2001 nella domanda per la rideterminazione della rendita e che in particolare nuovi valori presentati risultano sempre inferiori a quelli originariamente inviati;
- dall'analisi della documentazione di riferimento della società ENEL si evince altresì un andamento altalenante del livello dei costi operativi nel triennio 1997-1999 nonché un'elevata riduzione dei costi operativi nel successivo quadriennio 2000-2004, che risultano mediamente inferiori del 39% rispetto al triennio analizzato;
- al fine di accertare l'andamento altalenante dei costi operativi di cui al precedente alinea, sono stati effettuati ulteriori specifici approfondimenti che hanno permesso di accertare che:
  - i costi di natura incrementativa (investimenti) attribuiti alle immobilizzazioni ai fini della redazione del bilancio sono stati correttamente esclusi dal computo dei costi operativi considerati ai fini della rideterminazione della rendita, mentre sono stati inclusi i costi relativi alle manutenzioni e riparazioni di carattere ordinario;
  - l'andamento altalenante dei costi operativi all'interno del triennio 1997-1999 è imputabile alla non predisposizione di specifici accantonamenti a fronte di lavori ciclici di manutenzione e, conseguentemente, i costi di

manutenzione ordinaria vengono considerati interamente di competenza dell'esercizio in cui sono stati sostenuti;

- la differenza del livello dei costi operativi tra il triennio analizzato ed il successivo quadriennio è principalmente dovuta all'andamento delle manutenzioni nonché, con riferimento a specifici impianti o gruppi di impianto (Bellavista, Cornia 1, Piancastagnaio 2, Pianacce, Lagoni Rossi 3, Rancia 1 e San Martino) alla presenza di fermate programmate o ad eventi particolarmente significativi, quali la sospensione della produzione e messa in sicurezza.

Ritenuto che:

- i costi operativi diretti dell'impianto debbano corrispondere ai costi afferenti la gestione industriale ed operativa dell'impresa, tipicamente costituiti da costi materiali, per servizi e altre risorse esterne, manodopera e ammortamenti, di diretta imputazione contabile all'oggetto di riferimento;
- la diretta imputazione contabile all'impianto di produzione oggetto di ciascuna richiesta di rideterminazione debba essere desunta attraverso un sistema di contabilità industriale che preveda l'utilizzo di opportuni oggetti contabili (centri di costo, ordini interni, ecc,) che permettano l'imputazione specifica ed univoca dei costi di natura operativa agli impianti oggetto di domanda e che sia opportuna la presenza di adeguate evidenze circa l'attendibilità di tale sistema nonché di un riscontro circa la quadratura dei costi di contabilità industriale con la contabilità generale utilizzata ai fini del bilancio di esercizio;
- sia opportuno che i costi operativi diretti riportati nella richiesta di rideterminazione siano confrontati con i costi operativi diretti degli anni successivi e con quelli risultanti da uno o più anni, in particolare con quelli del 2001, dai conti annuali separati redatti secondo le modalità previste dalle deliberazioni n. 61/99 e n. 310/01;
- sia opportuno rettificare i costi operativi diretti riportati nella richiesta di rideterminazione nei casi in cui dalla loro ricostruzione analitica emergano valori diversi da quelli specificatamente documentabili, mentre quelli relativi alla domanda non risultano ricostruibili;
- sia necessario definire un meccanismo di aggiornamento del livello dei costi operativi diretti dell'impianto al fine di riportare i livelli determinati sulla base dei costi relativi agli anni dal 1997 al 1999 all'anno 2001, prevedendo che il livello dei costi operativi diretti di ciascun anno considerato sia aggiornato applicando, per il periodo trascorso tra l'anno al quale i dati si riferiscono e l'anno 2001, il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati riferito ai dodici mesi precedenti ed un tasso di riduzione annuale dei costi pari al 4%;
- il tasso di remunerazione del capitale investito, calcolato sulla base del valore netto contabile dell'impianto, debba essere fissato pari ad un livello del 7.9%, coerentemente con il tasso di rendimento del capitale investito netto utilizzato dall'Autorità ai fini della determinazione del livello del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso con riferimento al periodo antecedente alla operatività del sistema delle offerte;

- sia opportuno determinare la quota dei costi comuni attribuibile a ciascun impianto come incidenza media per gli anni dal 2000 al 2005 dei costi operativi dei servizi comuni, al netto di qualsiasi componente di natura finanziaria, fiscale e straordinaria, sui costi operativi dell'attività di produzione elettrica risultanti dai conti annuali separati redatti secondo le deliberazioni n. 61/99 e n. 310/01 prima dell'imputazione di quelli relativi ai servizi comuni e alle funzioni operative condivise;
- il livello dei costi fissi medi unitari sia calcolato dalla Cassa sulla base delle informazioni circa la quantità di energia elettrica prodotta dagli impianti oggetto di rideterminazione nell'anno 2001 utilizzate dalla medesima Cassa ai fini della determinazione della rendita idroelettrica a titolo di acconto per le diverse società.

Ritenuto, inoltre, che:

- tenuto conto dei principi generali di rideterminazione del livello dei costi fissi di ciascun impianto sopra delineati, sulla base dell'analisi puntuale delle singole documentazioni di riferimento sia necessario e opportuno effettuare le considerazioni di cui ai successivi alinea;
- sia necessario correggere il livello dei costi operativi inizialmente comunicato dalla società IRIDE, ricalcolando tale livello secondo il principio della competenza economica, coerentemente con l'impostazione seguita per il bilancio d'esercizio, aggiungendo gli accantonamenti e sottraendo gli utilizzi del fondo ripristino opere devolvibili e del fondo manutenzioni programmate;
- sia opportuno, con riferimento all'anno 1997, considerare il valore dei cespiti con riferimento all'entità aziendale e delle relative quote di ammortamento sulla base dei dati comunicati dalla società ACEA, anche in considerazione del fatto che il valore netto contabile dei cespiti risultante nel bilancio dell'azienda speciale al 31 dicembre 1997 risultava notevolmente sottovalutato per effetto degli ammortamenti operati in esercizi precedenti al 1997 nella misura massima consentita dalla norma fiscale (compresi gli ammortamenti anticipati) che risultano superiori a quelli economico-tecnici;
- sia necessario che, con riferimento alla società ENEL, la rideterminazione del livello dei costi fissi sia effettuata sulla base degli ultimi dati presentati nel 2009, anche in considerazione del fatto che i nuovi dati presentati risultano comunque specificatamente documentabili, mentre quelli presentati al tempo della domanda non risultano ricostruibili

DELIBERA

1. di determinare il livello dei costi fissi degli impianti della società IRIDE Energia S.p.A pari a:
   a) 3,85 milioni di euro, con riferimento all'impianto Agnel Serrù - Villa;
   b) 15,17 milioni di euro, con riferimento all'impianto Rosone - Ceresole;
   c) 1,64 milioni di euro, con riferimento all'impianto Bardonetto - Pont;
   d) 2,11 milioni di euro, con riferimento all'impianto Chiomonte Susa - Susa;

e) 2,45 milioni di euro, con riferimento all'impianto San Mauro - Stura;
   f) 1,59 milioni di euro, con riferimento all'impianto La Loggia – Moncalieri;

2. di determinare il livello dei costi fissi degli impianti della società ACEA S.p.A pari a:
   a) 1,99 milioni di euro, con riferimento all'impianto Alessandro Volta di Castel Madama;
   b) 3,04 milioni di euro, con riferimento all'impianto Salisano;
   c) 2,99 milioni di euro, con riferimento all'impianto Guglielmo Marconi di Orte;
   d) 1,63 milioni di euro, con riferimento all'impianto Galileo Ferraris di Mandela;
   e) 12,16 milioni di euro, con riferimento all'impianto S. Angelo;

3. di determinare il livello dei costi fissi degli impianti della società Enel Green Power S.p.A pari a:
   a) 3,63 milioni di euro, con riferimento all'impianto Bellavista;
   b) 2,39 milioni di euro, con riferimento all'impianto Cornia;
   c) 0,97 milioni di euro, con riferimento all'impianto Lagoni Rossi;
   d) 2,86 milioni di euro, con riferimento all'impianto Pianacce;
   e) 2,87 milioni di euro, con riferimento all'impianto Piancastagnaio 2;
   f) 2,38 milioni di euro, con riferimento all'impianto Rancia 1;
   g) 3,54 milioni di euro, con riferimento all'impianto San Martino;

4. di disporre che la Cassa conguaglio provveda alla determinazione del livello dei costi fissi medi unitari di cui all'articolo 35, comma 35.6 del Testo integrato come rapporto tra il livello dei costi fissi di cui ai precedenti punti 1, 2 e 3 e la quantità di energia elettrica prodotta da ciascun impianto nell'anno 2001;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), la presente deliberazione che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
6. di comunicare il presente provvedimento, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento, alla società IRIDE Energia S.p.A., alla società ACEA S.p.A e alla società Enel Green Power S.p.A

Milano, 28 maggio 2009

Il presidente: ORTIS

09A07160

DELIBERAZIONE 3 giugno 2009.

Riconoscimento alla società E.ON Produzione S.p.A. degli oneri derivanti dall'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 per l'anno 2004, limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003. (Deliberazione ARG/elt 65/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 3 giugno 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 (di seguito: direttiva 2001/77/CE);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come modificato dall'articolo 28, comma 11, della legge 23 dicembre 2000, n. 388 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, recante attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 18 dicembre 2008, recante l'aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo n. 79/99;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2002, n. 227/02;
- la deliberazione dell'Autorità 5 febbraio 2004, n. 8/04, recante riconoscimento degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nell'anno 2001 (di seguito: deliberazione n. 8/04);
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2005, n. 101/05, recante riconoscimento degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nell'anno 2002 (di seguito: deliberazione n. 101/05);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004 - 2007, riportato nell'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 (di seguito: Testo integrato);
- l'allegato A della deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011", e sue successive modifiche ed integrazioni;
- la sentenza n. 4695/07 del Tribunale Amministrativo della regione Lombardia (di seguito: Tar Lombardia);

- la lettera di Endesa Italia S.p.A. del 6 settembre 2005, prot. n. 0050/05/CD (prot. Autorità n. 019755 del 8 settembre 2005);
- la lettera della Direzione Energia Elettrica dell'Autorità del 30 dicembre 2005, prot. n. GB/M05/5422/fl;
- la lettera di E.ON Produzione S.p.A. del 27 aprile 2009, prot. n. 312 (prot. Autorità n. 25041 del 11 maggio 2009), come successivamente integrata con lettera del 6 maggio 2009 (prot. Autorità n. 28680 del 25 maggio 2009).

Considerato che:

- l'articolo 69, comma 69.2, del Testo integrato prevede che, con separato provvedimento, l'Autorità definisca le modalità per il riconoscimento degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 (di seguito: l'obbligo), relativamente alla quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato prodotta da fonti non rinnovabili negli anni 2001 e 2002, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh;
- con la deliberazione n. 8/04 l'Autorità ha riconosciuto gli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo dell'anno 2002, con riferimento all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nell'anno 2001;
- con la deliberazione n. 101/05 l'Autorità ha riconosciuto gli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo dell'anno 2003, con riferimento all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nell'anno 2002;
- gli oneri di cui ai precedenti alinea sono stati riconosciuti perché nel mercato vincolato il trasferimento ai clienti finali degli oneri derivanti dall'obbligo, fino all'avvio del dispacciamento di merito economico, poteva avvenire solo nei limiti consentiti dalle tariffe amministrate definite dall'Autorità nell'ambito del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, che non includeva la copertura degli oneri sostenuti per l'adempimento all'obbligo;
- con l'avvio del dispacciamento di merito economico, avvenuto il 1 aprile 2004, non è stato più necessario provvedere al riconoscimento degli oneri derivanti dall'obbligo, poiché, a partire da tale data, il prezzo di vendita dell'energia elettrica è liberamente fissato dai produttori;
- con lettera del 6 settembre 2005, prot. n. 0050/05/CD (prot. Autorità n. 019755 del 8 settembre 2005), Endesa Italia S.p.A. ha chiesto all'Autorità il riconoscimento degli oneri sostenuti ai sensi dell'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, relativamente alla quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato prodotta da fonti non rinnovabili nell'anno 2003 e nei primi tre mesi dell'anno 2004;
- con lettera del 30 dicembre 2005, prot. GB/M05/5422/fl, gli Uffici dell'Autorità hanno precisato che l'anno 2003 è stato l'ultimo anno con riferimento al quale è stato previsto – con la deliberazione n. 101/05 – il riconoscimento degli oneri derivanti dagli obblighi di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99; ciò poiché l'anno 2003 è stato l'ultimo anno antecedente all'avvio del dispacciamento di merito economico;

- Endesa Italia S.p.A. ha presentato ricorso innanzi al Tar Lombardia avverso la lettera di cui al precedente alinea;
- con sentenza n. 4695/07, il Tar Lombardia ha accolto il ricorso presentato da Endesa Italia S.p.A.;
- l'Autorità ha presentato appello innanzi al Consiglio di Stato avverso la sentenza n. 4695/07 del Tar Lombardia, limitatamente al preteso riconoscimento degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica per l'adempimento dell'obbligo derivante dall'immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato negli ultimi nove mesi dell'anno 2003 e nei primi tre mesi dell'anno 2004;
- l'appello di cui al precedente alinea è tuttora pendente innanzi al Consiglio di Stato;
- con decorrenza dal 26 giugno 2008 la società Endesa Italia S.p.A. ha modificato la propria denominazione sociale in E.ON Produzione S.p.A.;
- la società E.ON Produzione, con lettera del 27 aprile 2009, prot. n. 312 (prot. Autorità n. 25041 del 11 maggio 2009), come successivamente integrata, ha presentato istanza all'Autorità per il riconoscimento degli oneri sostenuti ai sensi dell'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 nel 2004, relativamente alla quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato prodotta da fonti non rinnovabili nei primi tre mesi del 2003.

Ritenuto opportuno:

- riconoscere a E.ON Produzione S.p.A., in parziale ottemperanza alla sentenza n. 4695/07 del Tar Lombardia, la parte degli oneri derivanti dall'obbligo dell'anno 2004, calcolati facendo riferimento alla produzione di energia elettrica di Endesa Italia S.p.A. destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003 (di seguito: obbligo per i primi tre mesi dell'anno 2004);
- quantificare, come indicato nell'*Allegato A*, gli oneri riconosciuti a E.ON Produzione S.p.A. e derivanti dall'obbligo per i primi tre mesi dell'anno 2004, applicando gli stessi criteri di cui alle deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05

DELIBERA

1. alla società E.ON Produzione S.p.A. sono riconosciuti gli oneri derivanti dall'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 per i primi tre mesi dell'anno 2004, calcolati facendo riferimento all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003, in misura pari a 3.188.958,50 Euro;
2. il presente provvedimento viene trasmesso alla società E.ON Produzione S.p.A. per quanto di competenza;
3. il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua pubblicazione.

Milano, 3 giugno 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

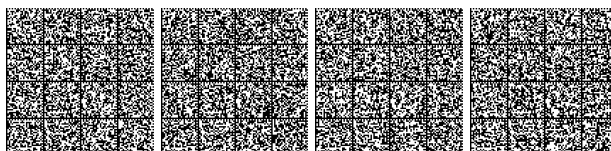
Quantificazione degli oneri riconosciuti a E.ON Produzione S.p.A. e derivanti dall'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 per i primi tre mesi dell'anno 2004

Al fine della quantificazione di cui all'oggetto, l'Autorità ha applicato criteri analoghi a quelli di cui alle deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05.
In particolare, l'Autorità ha:

1) preso atto che, sulla base dei dati comunicati da E.ON Produzione S.p.A., mediante dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, con lettera del 27 aprile 2009, prot. n. 312 (prot. Autorità n. 25041 del 11 maggio 2009), come successivamente integrata, la quantità di energia elettrica assoggettata all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, al lordo della franchigia pari a 100 GWh e destinata da Endesa Italia S.p.A. ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003, è pari a **3.564,8 GWh**;
2) determinato il numero di certificati verdi ammessi al riconoscimento degli oneri come prodotto tra:
   i. il numero dei certificati verdi complessivamente necessari al soddisfacimento dell'obbligo nell'anno 2004, pari a 6.360 (ciascuno corrispondente a 50 MWh come trasmesso dal GSE); e
   ii. il rapporto tra la quantità di energia elettrica soggetta all'obbligo al lordo della franchigia e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003 (pari a 3.564,8 GWh) e la quantità di energia elettrica, prodotta e/o importata nell'anno 2003, complessivamente soggetta all'obbligo per Endesa Italia S.p.A. al lordo della franchigia (pari a 16.000,0 GWh come trasmesso dal GSE),

   pari quindi a **1.417** certificati verdi (ciascuno corrispondente a 50 MWh);
3) quantificato i conseguenti oneri da riconoscere, in misura pari al prodotto tra il numero di certificati verdi di cui al precedente punto 2 (1.417) e il valore *Vm* riconosciuto per ogni certificato verde con riferimento alle produzioni del 2003 che hanno generato un obbligo nel 2004. Tale valore *Vm*, con riferimento all'obbligo dell'anno 2004, è già stato calcolato con la nota del 22 settembre 2006, disponibile sul sito internet *http://www.autorita.energia.it/comunicati/cip6.htm*, a cui si rimanda. In particolare il valore *Vm* per l'anno in oggetto è pari a 45,01 €/MWh, corrispondente a **2.250,50 euro per ogni certificato verde da 50 MWh**.

Pertanto, l'onere complessivamente riconosciuto a E.ON Produzione S.p.A. è pari a **3.188.958,50 (tremilionicentoottantottomilanovecentocinquantotto/50) euro**.

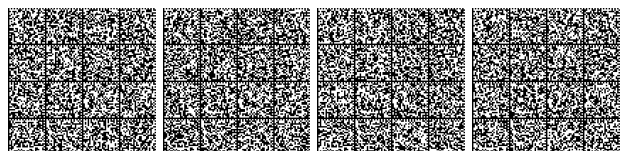
09A07161

DELIBERAZIONE 3 giugno 2009.

Riconoscimento alle società A2A Trading S.r.l. e A2A S.p.A. degli oneri derivanti dall'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 per l'anno 2004, limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003. (Deliberazione ARG/elt 66/09).

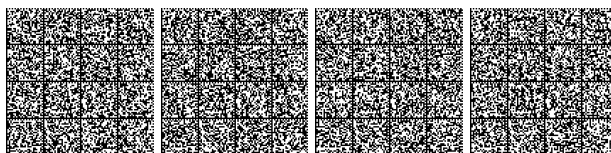
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 3 giugno 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 (di seguito: direttiva 2001/77/CE);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come modificato dall'articolo 28, comma 11, della legge 23 dicembre 2000, n. 388 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, recante attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 18 dicembre 2008, recante l'aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo n. 79/99;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2002, n. 227/02;
- la deliberazione dell'Autorità 5 febbraio 2004, n. 8/04, recante riconoscimento degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nell'anno 2001 (di seguito: deliberazione n. 8/04);
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2005, n. 101/05, recante riconoscimento degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nell'anno 2002 (di seguito: deliberazione n. 101/05);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004 - 2007, riportato nell'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 (di seguito: Testo integrato);
- l'allegato A della deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011", e sue successive modifiche ed integrazioni;
- la lettera di AEM S.p.A. del 12 settembre 2005, prot. n. PAF/240/05/RR/lb (prot. Autorità n. 020388 del 14 settembre 2005);
- la lettera della Direzione Energia Elettrica dell'Autorità del 30 dicembre 2005, prot. n. GB/M05/5424/fl;

- la lettera di A2A S.p.A. del 14 maggio 2009, prot. ACM/124/09/RR/EB/es (prot. Autorità n. 27839 del 21 maggio 2009), come integrata con lettera del 25 maggio 2009, prot. ACM/131/09/RR/EB/rf (prot. Autorità n. 29372 del 26 maggio 2009).

Considerato che:

- l'articolo 69, comma 69.2, del Testo integrato prevede che, con separato provvedimento, l'Autorità definisca le modalità per il riconoscimento degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 (di seguito: l'obbligo), relativamente alla quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato prodotta da fonti non rinnovabili negli anni 2001 e 2002, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh;
- con la deliberazione n. 8/04 l'Autorità ha riconosciuto gli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo dell'anno 2002, con riferimento all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nell'anno 2001;
- con la deliberazione n. 101/05 l'Autorità ha riconosciuto gli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo dell'anno 2003, con riferimento all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nell'anno 2002;
- gli oneri di cui ai precedenti alinea sono stati riconosciuti perché nel mercato vincolato il trasferimento ai clienti finali degli oneri derivanti dall'obbligo, fino all'avvio del dispacciamento di merito economico, poteva avvenire solo nei limiti consentiti dalle tariffe amministrate definite dall'Autorità nell'ambito del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, che non includeva la copertura degli oneri sostenuti per l'adempimento all'obbligo;
- con l'avvio del dispacciamento di merito economico, avvenuto il 1 aprile 2004, non è stato più necessario provvedere al riconoscimento degli oneri derivanti dall'obbligo, poiché, a partire da tale data, il prezzo di vendita dell'energia elettrica è liberamente fissato dai produttori;
- con lettera del 12 settembre 2005, prot. n. PAF/240/05/RR/lb (prot. Autorità n. 020388 del 14 settembre 2005), AEM S.p.A. ha chiesto all'Autorità il riconoscimento degli oneri sostenuti ai sensi dell'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, relativamente alla quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato prodotta da fonti non rinnovabili nell'anno 2003 e nei primi tre mesi dell'anno 2004;
- con lettera del 30 dicembre 2005, prot. n. GB/M05/5424/fl, gli Uffici dell'Autorità hanno precisato che l'anno 2003 è stato l'ultimo anno con riferimento al quale è stato previsto – con la deliberazione n. 101/05 – il riconoscimento degli oneri derivanti dagli obblighi di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99; ciò poiché l'anno 2003 è stato l'ultimo anno antecedente all'avvio del dispacciamento di merito economico;
- altri produttori hanno presentato ricorso avverso lettere trasmesse dagli Uffici dell'Autorità aventi analogo contenuto;
- il Tar Lombardia ha accolto i ricorsi presentati da vari produttori sulla questione in oggetto;

- le sentenze del Tar Lombardia, per quanto riguarda i profili di rilievo ai fini del presente provvedimento, sono passate in giudicato;
- con decorrenza 1 gennaio 2008, a seguito di fusione per incorporazione di ASM Brescia S.p.A. in AEM S.p.A., quest'ultima ha modificato la propria denominazione sociale in A2A S.p.A.;
- A2A S.p.A., con lettera del 14 maggio 2009, prot. ACM/124/09/RR/EB/es (prot. Autorità n. 27839 del 21 maggio 2009), come successivamente integrata, ha nuovamente presentato istanza all'Autorità per il riconoscimento degli oneri sostenuti ai sensi dell'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 nel 2004, relativamente alla quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato prodotta da fonti non rinnovabili nei primi tre mesi del 2003;
- l'istanza di cui al precedente alinea riguarda le società AEM Trading S.r.l. (ora A2A Trading S.r.l.) e ASM Brescia S.p.A. (ora A2A S.p.A.), attualmente facenti capo al gruppo A2A;
- gli oneri riconosciuti ad A2A Trading S.r.l. e A2A S.p.A. vengono quantificati per ogni società a cui era riferito l'obbligo nel 2004 (rispettivamente AEM Trading S.r.l. e ASM Brescia S.p.A.).

Ritenuto opportuno:

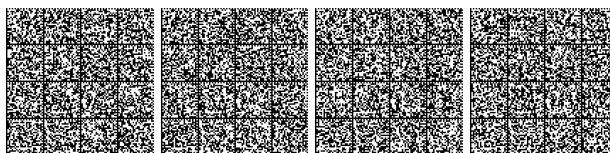
- riconoscere ad A2A Trading S.r.l. la parte degli oneri derivanti dall'obbligo dell'anno 2004, calcolati facendo riferimento alla produzione di energia elettrica di AEM Trading S.r.l. destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003 (di seguito: obbligo per i primi tre mesi dell'anno 2004);
- riconoscere ad A2A S.p.A. la parte degli oneri derivanti dall'obbligo dell'anno 2004, calcolati facendo riferimento alla produzione di energia elettrica di ASM Brescia S.p.A. destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003;
- quantificare, come indicato nell'*Allegato A*, gli oneri riconosciuti ad A2A Trading S.r.l. e A2A S.p.A., e derivanti dall'obbligo per i primi tre mesi dell'anno 2004, applicando gli stessi criteri di cui alle deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05

DELIBERA

1. alla società A2A Trading S.r.l. sono riconosciuti gli oneri derivanti dall'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 per i primi tre mesi dell'anno 2004, calcolati facendo riferimento all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003, in misura pari a 294.815,50 Euro;
2. alla società A2A S.p.A. sono riconosciuti gli oneri derivanti dall'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 per i primi tre mesi dell'anno 2004, calcolati facendo riferimento all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003, in misura pari a 117.026,00 Euro;
3. il presente provvedimento viene trasmesso alle società A2A Trading S.r.l. e A2A S.p.A. per quanto di competenza;
4. il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua pubblicazione.

Milano, 3 giugno 2009

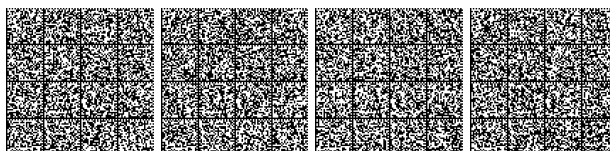
Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Quantificazione degli oneri riconosciuti ad A2A Trading S.r.l. e derivanti dall'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 per i primi tre mesi dell'anno 2004

Al fine della quantificazione di cui all'oggetto, l'Autorità ha applicato criteri analoghi a quelli di cui alle deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05.
In particolare, l'Autorità ha:

1) preso atto che, sulla base dei dati comunicati da A2A S.p.A., mediante dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, con lettera del 14 maggio 2009, prot. ACM/124/09/RR/EB/es (prot. Autorità n. 27839 del 21 maggio 2009) e sue successive integrazioni, la quantità di energia elettrica assoggettata all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, al lordo della franchigia pari a 100 GWh e destinata da AEM Trading S.r.l. ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003, è pari a **345,3 GWh**;
2) determinato il numero di certificati verdi ammessi al riconoscimento degli oneri come prodotto tra:
   i. il numero dei certificati verdi complessivamente necessari al soddisfacimento dell'obbligo nell'anno 2004, pari a 732 (ciascuno corrispondente a 50 MWh, come trasmesso dal GSE); e
   ii. il rapporto tra la quantità di energia elettrica soggetta all'obbligo al lordo della franchigia e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003 (pari a 345,3 GWh) e la quantità di energia elettrica, prodotta e/o importata nell'anno 2003, complessivamente soggetta all'obbligo per AEM Trading S.r.l. al lordo della franchigia (pari a 1.927,6, come trasmesso dal GSE e dalla società istante),

   pari quindi a **131** certificati verdi (ciascuno corrispondente a 50 MWh);
3) quantificato i conseguenti oneri da riconoscere, in misura pari al prodotto tra il numero di certificati verdi di cui al precedente punto 2 (131) e il valore *Vm* riconosciuto per ogni certificato verde con riferimento alle produzioni del 2003 che hanno generato un obbligo nel 2004. Tale valore *Vm*, con riferimento all'obbligo dell'anno 2004, è già stato calcolato con la nota del 22 settembre 2006, disponibile sul sito internet dell'Autorità a cui si rimanda (*http://www.autorita.energia.it/comunicati/cip6.htm*). In particolare il valore *Vm* per l'anno in oggetto è pari a 45,01 €/MWh, corrispondente a **2.250,50 euro per ogni certificato verde da 50 MWh**.

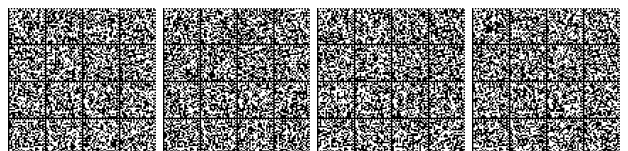
Pertanto, l'onere complessivamente riconosciuto a A2A Trading S.r.l. è pari a **294.815,50 (duecentonovantaquattromilaottocentoquindici/50) euro**.

Quantificazione degli oneri riconosciuti ad A2A S.p.A. e derivanti dall'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 per i primi tre mesi dell'anno 2004

Al fine della quantificazione di cui all'oggetto, l'Autorità ha applicato criteri analoghi a quelli di cui alle deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05.
In particolare, l'Autorità ha:

1) preso atto che, sulla base dei dati comunicati da A2A S.p.A., mediante dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, con lettera del 14 maggio 2009, prot. ACM/124/09/RR/EB/es (prot. Autorità n. 27839 del 21 maggio 2009) e sue successive integrazioni, la quantità di energia elettrica assoggettata all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, al lordo della franchigia pari a 100 GWh e destinata da ASM Brescia S.p.A. ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003, è pari a **148,6 GWh**;
2) determinato il numero di certificati verdi ammessi al riconoscimento degli oneri come prodotto tra:
   i) il numero dei certificati verdi complessivamente necessari al soddisfacimento dell'obbligo nell'anno 2004, pari a 278 (ciascuno corrispondente a 50 MWh, come trasmesso dal GSE); e
   ii) il rapporto tra la quantità di energia elettrica soggetta all'obbligo al lordo della franchigia e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003 (pari a 148,6 GWh) e la quantità di energia elettrica, prodotta e/o importata nell'anno 2003, complessivamente soggetta all'obbligo per ASM Brescia S.p.A. al lordo della franchigia (pari a 797,4, come trasmesso dal GSE e dalla società istante),

   pari quindi a **52** certificati verdi (ciascuno corrispondente a 50 MWh);
3) quantificato i conseguenti oneri da riconoscere, in misura pari al prodotto tra il numero di certificati verdi di cui al precedente punto 2 (52) e il valore *Vm* riconosciuto per ogni certificato verde con riferimento alle produzioni del 2003 che hanno generato un obbligo nel 2004. Tale valore *Vm*, con riferimento all'obbligo dell'anno 2004, è già stato calcolato con la nota del 22 settembre 2006, disponibile sul sito internet dell'Autorità a cui si rimanda (*http://www.autorita.energia.it/comunicati/cip6.htm*). In particolare il valore *Vm* per l'anno in oggetto è pari a 45,01 €/MWh, corrispondente a **2.250,50 euro per ogni certificato verde da 50 MWh**.

Pertanto, l'onere complessivamente riconosciuto a A2A S.p.A. è pari a **117.026,00 (centodiciassettemilaventisei/00) euro**.

09A07162

DELIBERAZIONE 3 giugno 2009.

Disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico in materia di oneri conseguenti allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti. Modifiche alla deliberazione 11 maggio 2009, ARG/elt 57/09. (Deliberazione ARG/elt 68/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 3 giugno 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 aprile 2003, n. 83 (di seguito: legge n. 83/03);
- la legge 24 dicembre 2003, n. 368;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica, 26 gennaio 2000 (di seguito: decreto 26 gennaio 2000);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 2 dicembre 2004;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, 3 aprile 2006, di modifica del decreto interministeriale 26 gennaio 2000;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 23 aprile 2002 n. 71/02;
- la deliberazione dell'Autorità 15 luglio 2004 n. 118/04;
- la deliberazione dell'Autorità 13 aprile 2005 n. 66/05;
- la deliberazione dell'Autorità 25 maggio 2006 n. 103/06, come successivamente modificata dalla deliberazione 1 giugno 2006, n. 107/06;
- la deliberazione dell'Autorità 31 luglio 2006, n. 174/06;
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2006, n. 290/06;
- la deliberazione dell'Autorità 16 maggio 2007, n. 117/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 maggio 2007, n. 121/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione n. 348/07 (di seguito: Testo Integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2008, ARG/elt 55/08;

- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2008, ARG/elt 103/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 103/08);
- l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 103/08, recante "Criteri per il riconoscimento degli oneri conseguenti alle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti, di cui alla legge 17 aprile 2003, n. 83"(di seguito: Criteri di efficienza economica);
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2008, ARG/elt 195/08;
- la deliberazione dell'Autorità 11 maggio 2009, ARG/elt 57/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 57/09);
- le note trasmesse dalla Società gestione impianti nucleari S.p.A. (di seguito: la Sogin) all'Autorità sul piano finanziario 2009, e in particolare la nota trasmessa 11 marzo 2009 (prot. Autorità 12083 del 13 marzo 2009) (di seguito: nota 11 marzo 2009) e 20 aprile 2009 (prot. Autorità 19485 del 22 aprile 2009) (di seguito: nota 20 aprile 2009).

Considerato che:

- l'articolo 2, comma 1, lettera c), del decreto 26 gennaio 2000 include tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico i costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti (di seguito: oneri nucleari);
- l'inclusione degli oneri nucleari tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico è anche prevista dall'articolo 1, comma 1, lettera a), della legge n. 83/03;
- l'articolo 9, comma 2, del decreto 26 gennaio 2000 prevede che l'Autorità comunichi al Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (ora Ministro dello Sviluppo Economico) ed al Ministro del Tesoro, del Bilancio e della programmazione economica (ora Ministro dell'Economia e delle Finanze) le proprie determinazioni in merito agli oneri nucleari, che divengono operative sessanta giorni dopo la comunicazione, salvo diverse indicazioni dei Ministri medesimi;
- con deliberazione ARG/elt 103/08 l'Autorità ha definito i Criteri di efficienza economica ai fini della rideterminazione degli oneri nucleari a partire dall'esercizio 2008 ed individuato le tempistiche sia di trasmissione all'Autorità delle informazione da parte della Sogin, sia delle conseguenti determinazioni da parte dell'Autorità

Considerato che:

- con deliberazione ARG/elt 57/09 l'Autorità ha determinato a consuntivo gli oneri nucleari per il 2008, ai sensi dell'articolo 13, comma 1, lettera c), dei Criteri di efficienza economica;
- il punto 8 della deliberazione ARG/elt 57/09 prevede che l'Autorità dia mandato alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa) di provvedere, entro il 30 maggio 2009, all'erogazione alla Sogin di 150 milioni di euro, a titolo di acconto, a valere sul Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, di cui al comma 54.1, lettera a) del Testo integrato;

- il punto 10, secondo periodo, della medesima deliberazione ARG/elt 57/09 prevede che le determinazioni di cui al medesimo provvedimento divengono operative sessanta giorni dopo la comunicazione al Ministro dell'Economia e delle Finanze e al Ministro dello Sviluppo Economico, salvo diversa indicazione dei Ministri medesimi, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 9, comma 2 del decreto interministeriale 26 gennaio 2000;
- la disposizione di cui al precedente alinea, essendo relativa alla totalità della deliberazione ARG/elt 57/09, di fatto non consente alla Cassa di procedere a quanto previsto al punto 8 della medesima deliberazione prima dell'espressione di un parere favorevole da parte dei Ministri o della scadenza dei sessanta giorni di cui al precedente alinea;
- alla data non risultano pervenuti riscontri da parte dei ministeri di cui al precedente alinea;
- ciò risulta incompatibile con le esigenze finanziarie delle attività relative agli oneri nucleari nei mesi di maggio e giugno, come comunicate dalla Sogin con le note 11 marzo 2009 e 20 aprile 2009.

Ritenuto necessario:

- abrogare il punto 8 della deliberazione ARG/elt 57/09;
- dare mandato alla Cassa di provvedere, entro il 15 giugno 2009, all'erogazione alla Sogin di 150 milioni di euro, a titolo di acconto, a valere sul Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, di cui al comma 54.1, lettera a) del Testo integrato

DELIBERA

1. di abrogare il punto 8 della deliberazione ARG/elt 57/09;
2. di dare mandato alla Cassa di provvedere, entro il 15 giugno 2009, all'erogazione alla Sogin di 150 milioni di euro, a titolo di acconto, a valere sul Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, di cui al comma 54.1, lettera a) del Testo integrato;
3. di notificare il presente provvedimento alla Sogin, con sede in via Torino 6, Roma, tramite fax e plico raccomandato con avviso di ricevimento;
4. di comunicare il presente provvedimento alla Cassa conguaglio per il settore elettrico;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 3 giugno 2009

Il presidente: ORTIS

09A07163

DELIBERAZIONE 26 maggio 2009.

Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di allocazione dei quantitativi gas tra gli utenti del sistema gas e proroga dei termini previsti dall'articolo 29 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2004, n. 138/04. (Deliberazione ARG/gas 62/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 26 maggio 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 di attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale;
- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), 17 luglio 2002, n. 137/02, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione 138/04);
- la deliberazione dell'Autorità 2 febbraio 2007, n. 17/07, come successivamente modificata e intergrata;
- il codice di trasporto di Snam Rete Gas S.p.A. approvato dall'Autorità con deliberazione 1 luglio 2003, n. 75/03;
- il codice di trasporto di Edison T&S S.p.A., ridenominata dal 31 dicembre 2004 Società Gasdotti Italia S.p.A., approvato dall'Autorità con deliberazione 12 dicembre 2003, n. 144/03;
- il codice di trasporto di Edison Stoccaggio S.p.A., approvato dall'Autorità con deliberazione 20 maggio 2008, ARG/gas 64/08;
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2006, n. 108/06;
- il codice di rete per la distribuzione del gas naturale di Siciliana Gas S.p.A., approvato con deliberazione dell'Autorità 2 ottobre 2007, n. 251/07;
- il codice di rete per la distribuzione del gas naturale di Società Italiana per il Gas S.p.A., approvato con deliberazione dell'Autorità 7 giugno 2007, n. 131/07;
- il codice di rete per la distribuzione del gas naturale di Azienda Energia e Servizi AES S.p.A., approvato con deliberazione dell'Autorità 2 ottobre 2007, n. 249/07;

- il codice di rete per la distribuzione del gas naturale di Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento Col Gas S.p.A. – Napoletanagas S.p.A., approvato con deliberazione dell'Autorità 2 ottobre 2007, n. 252/07;
- il codice di rete per la distribuzione del gas naturale di Toscana Gas S.p.A., approvato con deliberazione dell'Autorità 2 ottobre 2007, n. 250/07;
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
- il documento per la consultazione pubblicato in data 18 aprile 2008, DCO 10/08 (di seguito: DCO 10/08) in merito alle possibili evoluzioni del sistema di bilanciamento nel mercato del gas naturale;
- il documento per la consultazione pubblicato in data 4 febbraio 2009, DCO 1/09 (di seguito: DCO 1/09) in merito ai criteri per la definizione e l'attribuzione delle partite inerenti all'attività di bilanciamento del gas naturale insorgenti a seguito di eventuali rettifiche dei dati di allocazione e misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto;
- il documento per la consultazione pubblicato in data 31 marzo 2009, DCO 4/09 (di seguito: DCO 4/09) in merito ai criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento nel gas naturale per il terzo periodo di regolazione;
- il documento per la consultazione pubblicato in data 5 maggio 2009, DCO 11/09 (di seguito: DCO 11/09) in merito alla determinazione dei quantitativi di gas da allocare giornalmente da parte dell'impresa di trasporto.

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità abbia la finalità di garantire la promozione, fra l'altro, dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità, tenuto conto della normativa comunitaria e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo;
- la deliberazione 138/04 definisce le procedure funzionali all'allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti dei punti di riconsegna del sistema di trasporto ai fini del bilanciamento, unitamente ai criteri indicativi con cui l'impresa di trasporto procede all'allocazione dei suddetti quantitativi;
- l'articolo 19, comma 1, della deliberazione 138/04 definisce che l'impresa di distribuzione determina i dati da comunicare all'impresa di trasporto per le procedure di allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti dei punti di riconsegna del sistema di trasporto, su base giornaliera;
- l'articolo 20 della deliberazione 138/04 definisce le modalità di allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti del servizio di trasporto presso i punti di riconsegna condivisi del sistema di trasporto;
- l'articolo 20, comma 1, della deliberazione 138/04 definisce che l'impresa di trasporto, per ogni punto di riconsegna condiviso del sistema di trasporto, determina per singolo utente del servizio di trasporto il volume di gas giornaliero;
- l'articolo 29, comma 2, della deliberazione 138/04, definisce che fino alla fine dell'anno termico 2008-2009, nel caso in cui l'impresa di distribuzione non utilizzi profili di prelievo aggiuntivi, ai sensi dell'articolo 7, comma 2, in alternativa a quanto previsto dall'articolo 19, comma 1 e dall'articolo 20,

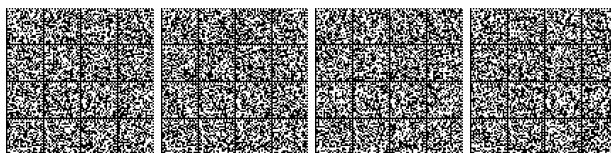
comma 1, l'impresa di distribuzione determini i dati da comunicare all'impresa di trasporto su base mensile e che l'impresa di trasporto effettui la profilazione giornaliera dei dati mensili sulla base dei profili standard di cui all'articolo 7, comma 1 e individui il quantitativo di gas da allocare giornalmente ad ogni utente del servizio di trasporto ripartendo le eventuali differenze giornaliere;

- il codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale, così come i codici di rete per la distribuzione del gas naturale approvati dall'Autorità, descrivono le procedure funzionali all'allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti dei punti di riconsegna condivisi del sistema di trasporto;
- i codici di rete approvati dall'Autorità descrivono le procedure di dettaglio con le quali l'impresa di trasporto provvede alle allocazioni dei quantitativi di gas tra gli utenti del servizio di trasporto presso i punti di riconsegna condivisi del sistema di trasporto.

Considerato, inoltre, che:

- in esito alle consultazioni relative ad aspetti inerenti al bilanciamento gas (DCO 10/08 e DCO 1/09) gli operatori e le relative associazioni di imprese hanno auspicato una generale riforma delle regole di funzionamento del mercato del gas ed in particolare del servizio di bilanciamento;
- l'attuale meccanismo di allocazione dei prelievi, anche in considerazione dell'elevato numero di punti di prelievo non misurati su base giornaliera:
    - ha prodotto anomalie da parte del soggetto responsabile nell'attribuzione agli utenti del trasporto dei quantitativi su base giornaliera, al cui riguardo l'Autorità, con il DCO 11/09 ha avanzato alcune proposte risolutive a normativa vigente;
    - rende molto difficoltosa la previsione da parte degli operatori delle prorprie posizioni, condizione necessaria per l'avvio di un meccanismo di bilanciamento di mercato;
- diversi operatori hanno segnalato la presenza di criticità nella procedura di allocazione del gas e nella tempistica relativa, con particolare riferimento ai termini di chiusura del bilancio gas;
- revisioni al processo di misura, secondo quanto definito dalla deliberazione ARG/gas 159/08, per quanto concerne i punti di riconsegna allacciati alla rete di distribuzione, e sulla base di quanto proposto in consultazione nel DCO 4/09 per quanto concerne i punti di riconsegna allacciati alla rete di trasporto, possono implicare effetti anche al processo di allocazione.

Ritenuto che:

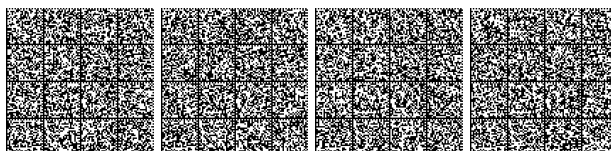
- sia opportuno procedere ad una approfondita analisi delle possibili criticità connesse all'attuale processo di allocazione;
- sia opportuno, anche al fine di rendere possibile un'evoluzione del servizio di bilanciamento con l'introduzione di criteri di mercato, individuare possibili soluzioni per il superamento delle criticità riscontrate nel complessivo processo di allocazione con la formazione di provvedimenti al riguardo e l'eventuale modifica ed integrazione della deliberazione 138/04;

- sia opportuno, in attesa delle possibili risultanze in merito alla revisione del processo di allocazione, confermare la disciplina attualmente in essere, secondo quanto previsto dall'articolo 29, comma 2, della deliberazione 138/04, prorogandone la validità sino al 30 settembre 2010.
- sia opportuno, in relazione al precedente alinea, aggiornare le clausole del codice di rete tipo, approvato con deliberazione n. 108/06, attinenti le procedure funzionali all'allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti

DELIBERA

1. di avviare un procedimento ai fini della formazione di provvedimenti in materia di allocazione dei quantitativi gas agli utenti del sistema;
2. di conferire mandato al Direttore responsabile della Direzioni Mercati dell'Autorità, per procedere a:
   i. lo svolgimento delle attività conoscitive ed istruttorie per il perseguimento delle finalità di cui al punto 1 e nel rispetto delle finalità e dei criteri di cui alla legge n. 481/95, al decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 163 ed alla direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003;
   ii. le convocazione e all'organizzazione degli incontri con gli operatori ritenuti necessari, fissandone le modalità in relazione alle esigenze di conduzione e sviluppo del procedimento di cui al precedente punto 2;
   iii. la predisposizione di documenti di ricognizione e di documenti per la consultazione contenenti proposte di provvedimenti in materia;
   iv. l'aggiornamento, con successivo provvedimento, del codice di rete tipo per la distribuzione del gas;
3. di modificare l'articolo 29, comma 2 della deliberazione 138/04, sostituendo le parole "fino alla fine dell'anno termico 2008-2009" con "fino al 30 settembre 2010";
4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la nuova versione della deliberazione 138/04 risultante dalle modifiche apportate dal presente provvedimento;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 26 maggio 2009

Il presidente: Ortis

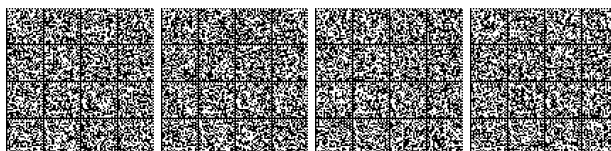
09A07164

DELIBERAZIONE 28 maggio 2009.

Approvazione del Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG). (Deliberazione ARG/gas 64/09).

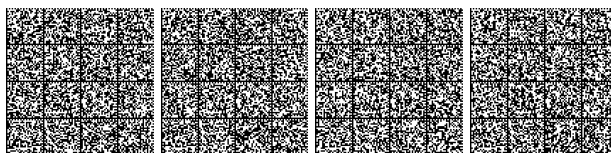
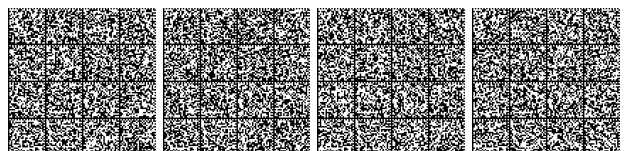
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

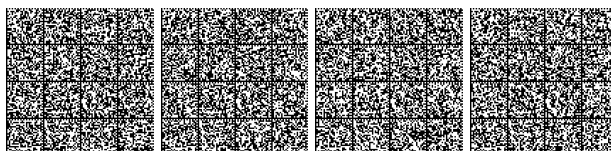
Nella riunione del 28 maggio 2009

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/07);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 settembre 2006 (di seguito: decreto ministeriale 29 settembre 2006);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99;
- la deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2002, n. 195/02, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 195/02);
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2002, n. 207/02 (di seguito: deliberazione n. 207/02);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 138/03);
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 138/04);
- la deliberazione dell'Autorità 30 settembre 2004, n. 173/04, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 173/04);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2004, n. 248/04;
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06 (di seguito: deliberazione n. 134/06);
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 10/07 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 10/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 79/07 (di seguito: deliberazione n. 79/07);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2007, n. 208/07 (di seguito: deliberazione n. 208/07);
- la deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2008, ARG/gas 52/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 52/08);
- la deliberazione dell'Autorità 24 luglio 2008, ARG/gas 100/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 100/08);
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2008, ARG/gas 128/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 128/08);
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2008, ARG/gas 141/08;

- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, che ha approvato la Parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009–2012 (TUDG), relativa alla Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/gas 193/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 193/08);
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/gas 40/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 40/09);
- il documento per la consultazione 28 maggio 2008, DCO 14/08, "Revisione dei meccanismi di tutela dei clienti finali nel mercato al dettaglio del gas naturale e criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura" (di seguito: DCO 14/08);
- il documento per la consultazione 1 aprile 2009, DCO 5/09, "Testo integrato dell'attività di vendita al dettaglio del gas naturale: meccanismi di tutela dei clienti finali e criteri per il calcolo e l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura" (di seguito: DCO 5/09).

Considerato che:

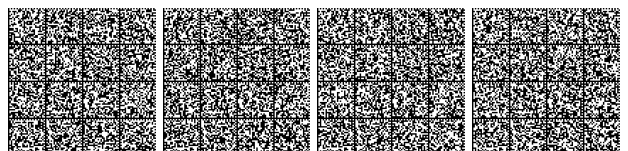
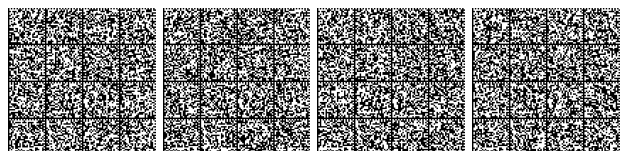
- l'articolo 3 della Direttiva 2003/55/CE prevede, tra l'altro, che gli Stati membri, nell'interesse economico generale:
  - possano imporre alle imprese che operano nel settore del gas obblighi relativi al servizio pubblico concernenti la sicurezza, compresa la sicurezza dell'approvvigionamento, la regolarità, la qualità e il prezzo delle forniture;
  - adottino le misure appropriate per tutelare i clienti finali e garantire un elevato livello di tutela dei consumatori, ed assicurino in particolare ai clienti vulnerabili un'adeguata protezione, comprendente misure idonee a permettere loro di evitare l'interruzione delle forniture;
  - possano designare un fornitore di ultima istanza per i clienti allacciati alla rete del gas;
  - provvedano affinché i clienti idonei possano effettivamente cambiare fornitore;
- l'articolo 1, comma 3, della legge n. 125/07 ha previsto che l'Autorità definisca transitoriamente prezzi di riferimento per le forniture di gas naturale ai clienti domestici, che le imprese di vendita, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, comprendono tra le proprie offerte commerciali; e che il medesimo comma ha altresì fatti salvi i poteri di vigilanza e di intervento dell'Autorità a tutela dei diritti degli utenti (clienti finali) anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti di prezzi e alterazioni delle condizioni del servizio per i clienti che non hanno ancora esercitato il diritto di scelta;
- le previsioni richiamate al precedente punto hanno confermato l'assetto delle tutele già definito dall'Autorità, articolato in:
  - una tutela c.d. di categoria, consistente nell'obbligo, posto in capo a ciascun esercente la vendita, di offrire a tutti i clienti finali domestici con consumi inferiori a 200.000 Smc/anno, unitamente ad altre proposte dal medesimo esercente definite, le condizioni economiche stabilite dall'Autorità (comma 1.3 della deliberazione n. 207/02 e comma 6.1 della deliberazione n. 134/06);

- una tutela c.d. individuale, che consiste in un obbligo, posto in capo all'esercente la vendita controparte di contratti di fornitura, in essere alla data del 31 dicembre 2002, con un cliente finale servito nell'ambito del mercato vincolato (indipendentemente dalla dimensione del cliente e della tipologia di utilizzo), di continuare ad applicare le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità, fintanto che il cliente finale non abbia concluso un nuovo contratto sul mercato libero (comma 1.1 della deliberazione n. 207/02);
- l'articolo 1, comma 46, della legge n. 239/04 ha stabilito che, al fine di assicurare la fornitura di gas naturale ai clienti finali allacciati alla rete con consumi inferiori o pari a 200.000 Smc/annui i quali, anche temporaneamente, sono privi di un fornitore o risiedono in aree geografiche nelle quali non si è ancora sviluppato un mercato concorrenziale nell'offerta di gas, l'Autorità provveda a individuare, mediante procedure a evidenza pubblica, una o più imprese di vendita del gas che si impegnino ad effettuare detta fornitura nelle indicate aree geografiche (di seguito: fornitore di ultima istanza o FUI);
- l'articolo 1, comma 47, della legge n. 239/04 ha stabilito che la fornitura di gas naturale di cui al precedente alinea sia effettuata, a condizioni di mercato, dalle imprese individuate ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della medesima legge, in base ad indirizzi stabiliti dal Ministro delle Attività Produttive (ora Ministro dello Sviluppo Economico), sentita l'Autorità;
- con il decreto ministeriale 29 settembre 2006 il Ministro dello Sviluppo Economico, tra l'altro:
  - ha emanato indirizzi all'Autorità per lo svolgimento delle sopramenzionate procedure ad evidenza pubblica, nonché alle imprese individuate quali fornitori di ultima istanza;
  - ha rinviato a successivo decreto la definizione delle modalità per l'individuazione e lo svolgimento delle attività di fornitura di gas naturale nelle aree geografiche nelle quali non si è ancora sviluppato il mercato concorrenziale del gas, ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della legge n. 239/04;
- con la deliberazione n. 10/07 l'Autorità ha definito le procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei FUI per i clienti finali di gas naturale allacciati alla rete che, anche temporaneamente, sono privi di un fornitore per ragioni indipendenti della loro volontà;
- con la deliberazione n. 138/03 l'Autorità ha definito, tra l'altro, i criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali;
- il comma 7.1 della deliberazione n. 138/03 ha previsto che la parte relativa al costo della materia prima gas delle condizione economiche di fornitura fosse aggiornata sulla base dei criteri definiti dalla deliberazione n. 195/02;
- con la deliberazione n. 134/06, come recepita e modificata dalla deliberazione n. 79/07, a fronte di un imprevedibile e persistente aumento delle quotazioni dei prodotti energetici non adeguatamente intercettato dalle allora vigenti modalità di aggiornamento, l'Autorità ha, tra l'altro, integrato e modificato, con effetto dall'1 luglio 2006 sino al 30 giugno 2008, le modalità di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale di cui alla deliberazione n. 195/02, prevedendo, in particolare:

- l'introduzione di un corrispettivo aggiuntivo in forma fissa (QF) all'interno del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso di cui all'articolo 7 della deliberazione n. 138/03 (comma 1.3.1, lettera a);
   - l'integrazione degli intervalli di applicazione del parametro α (che garantiva variazioni della componente materia prima ridotte ad un valore pari al 75% qualora le quotazioni medie del Brent ricadessero al di fuori dell'intervallo compreso tra 20 e 35 $/barile), con l'introduzione di un ulteriore parametro β che porta al 95% la variazione della componente materia prima, per medie del Brent maggiori o uguali a 60 $/barile (comma 1.3.1, lettera b);
   - la verifica, da compiere entro lo stesso 30 giugno 2008, delle condizioni per l'estensione fino al 30 giugno 2009 delle disposizioni di cui ai due precedenti alinea (comma 1.3.2);
- con la deliberazione n. 208/07, al fine di dare completa attuazione alla legge n. 125/07, l'Autorità ha avviato un procedimento per la riforma organica dell'attuale assetto delle tutele in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali, prospettando i primi orientamenti in tal senso con il documento per la consultazione n. 14/08;
- con la deliberazione ARG/gas 52/08, l'Autorità ha prorogato al 30 settembre 2008 il periodo di applicazione del comma 1.3.1, lettere a) e b), della deliberazione n. 195/02, prevedendo che la verifica delle condizioni per l'eventuale ulteriore proroga dell'applicazione delle predette disposizioni fosse effettuata nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 208/07;
- con la deliberazione ARG/gas 100/08 l'Autorità:
   - ha accolto alcune esigenze emerse nell'ambito DCO 14/08, conferendo mandato al Direttore della Direzione Mercati di istituire un gruppo di lavoro (di seguito: gruppo di lavoro), composto anche da rappresentanti degli esercenti la vendita al dettaglio e all'ingrosso, al fine di svolgere i necessari approfondimenti;
   - ha prorogato al 30 settembre 2009 il periodo di applicazione del comma 1.3.1, lettere a) e b), della deliberazione n. 195/02;
- nell'ambito delle attività del citato gruppo di lavoro sono state illustrate le principali linee di intervento dell'Autorità in merito alla riforma delle tutele dei clienti finali, ai criteri per il calcolo e l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura; e che è stato posto rilievo altresì all'obiettivo di pervenire all'adozione di un testo integrato che raccolga tutte le disposizioni in materia di servizio di vendita di gas;
- con la deliberazione n. ARG/gas 40/09, l'Autorità ha, tra l'altro, modificato transitoriamente i criteri di calcolo dell'indice dei prezzi di riferimento I_t, di cui all'articolo 1, comma 2, lettera b) della deliberazione n. 195/02, nelle more di una revisione complessiva dei criteri di calcolo della componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso (di seguito: CCI);
- per quanto riguarda la riforma dell'assetto delle tutele, con il DCO 5/09, l'Autorità ha evidenziato l'intenzione di:
   - precisare i criteri di definizione e le modalità di individuazione dei clienti finali domestici, che hanno diritto a beneficiare della tutela di categoria di cui all'articolo 1, comma 3 della legge n. 125/07 (di seguito: servizio di tutela);

- mantenere, anche per il servizio di tutela, il limite di applicazione della tutela di categoria ai clienti domestici con consumo inferiore a 200.000 Smc/anno;
    - rimuovere la tutela individuale, con effetto dall'1 ottobre 2009, e conseguentemente predisporre modalità di comunicazione ai clienti finali interessati, al fine di garantire ai medesimi clienti scelte consapevoli nel libero mercato;
    - introdurre uno specifico regime che assicuri la continuità della fornitura anche ai clienti finali che ad oggi non hanno titolo a beneficiare del FUI (di seguito: salvaguardia gas);
    - definire un quadro certo delle responsabilità, nei casi in cui il cliente finale preleva gas dal sistema nazionale in assenza di un venditore e per il quale sia impossibile l'intervento del FUI o dell'esercente la salvaguardia gas;
- con il DCO 5/09 l'Autorità ha inoltre formulato alcune ipotesi circa la definizione e l'aggiornamento delle condizioni economiche relative al servizio di tutela;
- in particolare, con riferimento alla CCI, l'Autorità ha ipotizzato:
    - una più chiara definizione di tale componente, articolata in una quota fissa ed una quota variabile;
    - una semplificazione del vigente algoritmo di aggiornamento della quota variabile della CCI, individuando uno scenario energetico di riferimento (di seguito: "dominio") all'interno del quale tale algoritmo produce i suoi effetti;
    - una modifica del paniere di riferimento legata alla sostituzione delle quotazioni mensili CIF Med Basis del gasolio 0.2 pubblicate dal Platt's Oilgram Price Report, con le quotazioni mensili CIF Med Basis del gasolio 0.1, in ragione della ormai scarsa liquidità delle prime, come evidenziato nella deliberazione ARG/gas 40/09;
- con riferimento alle componenti relative al servizio di trasporto e di stoccaggio è stata sviluppata l'ipotesi di:
    - calcolare, mantenendo i criteri vigenti, le componenti relative al servizio di trasporto in relazione ai nuovi ambiti tariffari introdotti dal RTGD o, in alternativa, di mantenere i valori ad oggi vigenti fino all'entrata in vigore delle nuove tariffe previste per il terzo periodo di regolazione del trasporto gas;
    - mantenere le modalità di determinazione dei livelli e dell'articolazione vigenti per la componente relativa al servizio di stoccaggio;
- con riferimento alla componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio le ipotesi di modifica delineate hanno riguardato:
    - la revisione del livello dei costi riconosciuti, determinato sulla base delle informazioni trasmesse dagli esercenti l'attività di vendita, dalla valutazione relativa alla variazione dei costi sostenuti derivante dalle modifiche introdotte dalla regolazione, sia in termini di attività aggiuntive a carico degli esercenti, sia in termini di attività affidate in via esclusiva a soggetti diversi dagli esercenti stessi, e dal riconoscimento, in analogia a quanto avvenuto nel settore elettrico, degli oneri derivanti dalla svalutazione dei crediti dovuti a fenomeni di morosità dei clienti finali;
    - l'introduzione di una validità biennale della componente determinata;

- la nuova articolazione della componente, unica a livello nazionale, con la previsione di una quota fissa e di quote variabili determinate sulla base dei medesimi scaglioni di consumo previsti per la tariffa di distribuzione ed in modo tale da contemperare gli obiettivi di contenimento della spesa dei clienti finali con bassi consumi e di garanzia di remunerazione degli esercenti;
  - la possibilità di prevedere delle forme di differenziazione per ambito tariffario, al fine di garantire a tutti gli esercenti il servizio una corretta remunerazione in relazione ai consumi specifici di ciascun ambito;
- i predetti orientamenti sono stati illustrati e chiariti nell'ambito delle attività del gruppo di lavoro, nonché attraverso un incontro specifico con le associazioni di categoria rappresentanti gli interessi delle piccole e medie imprese.

Considerato che:

- la deliberazione n. 173/04 ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe di fornitura di gas diversi da gas naturale per il secondo periodo di regolazione (1 ottobre 2004-30 settembre 2008);
- la deliberazione ARG/gas 128/08 ha prorogato per il periodo 1 ottobre 2008 – 31 dicembre 2008 la validità delle proposte tariffarie per la distribuzione di gas naturale e di gas diversi dal naturale approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008;
- la deliberazione ARG/gas 193/08 ha rimandato a successivo provvedimento la revisione della quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio relativa ai gas diversi (QVD) e prorogato, fino a quella data, i valori applicati per l'anno termico 2007-2008.

Considerato inoltre che dalle osservazioni pervenute al DCO 5/09 è emerso quanto segue:

- una generale condivisione dell'esigenza di adottare in un unico testo la disciplina del servizio di vendita al dettaglio del gas naturale e dei gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane;
- con riferimento alla prospettata riforma dell'assetto dei regimi di tutela:
  - è stata evidenziata l'esigenza di precisare la definizione della categoria di cliente finale domestico, ipotizzata nella consultazione, al fine di evitare che possano ricadere nella definizione anche i soggetti che erogano servizi energetici (ad esempio il c.d. servizio di gestione calore), oppure siti industriali che utilizzano il gas in cicli produttivi cui sia però associata anche una unità abitativa;
  - è stato rilevato che le procedure di identificazione del cliente domestico rischiano di essere particolarmente onerose, anche in considerazione dell'esperienza maturata nell'applicazione di analoghi interventi di regolazione, in cui sono stati registrati dei bassi tassi di risposta da parte dei clienti finali;
  - alcune associazioni di categoria, rappresentative degli interessi delle medie e piccole imprese, hanno evidenziato la difficoltà di assicurare una efficace

e tempestiva informazione dei clienti finali interessati dalla rimozione della tutela individuale, entro termini compatibili con le cadenze fissate dalla consultazione;
   - è emersa la necessità di compiere ulteriori approfondimenti per assicurare una efficace implementazione del prospettato regime di salvaguardia gas, e della regolazione degli utilizzi indebiti del sistema nazionale del gas da parte di clienti finali privi di un fornitore o di un altro strumento di tutela della vulnerabilità (FUI o salvaguardia gas);
- con riferimento alla componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso:
   - un consenso diffuso circa le esigenze di semplificazione dei criteri di calcolo ed aggiornamento della CCI, anche al fine di ridurre i costi di copertura sopportati dagli operatori;
   - un giudizio favorevole circa il grado di copertura dei costi di approvvigionamento riconosciuto mediante l'algoritmo di calcolo della CCI proposto, in uno scenario energetico in cui le medie a nove mesi del Brent siano maggiori di 60 $/barile;
   - una preoccupazione condivisa circa il grado di copertura di cui al precedente alinea, in uno scenario energetico in cui le medie a nove mesi del Brent siano minori di 60 $/barile;
   - una generica necessità di approfondimento circa la definizione del "dominio", nonché delle procedure di revisione dell'algoritmo di calcolo della CCI al di fuori di esso;
   - un quasi unanime favore alla sostituzione delle quotazioni mensili CIF Med Basis del gasolio 0.2 pubblicate dal Platt's Oilgram Price Report, con le quotazioni mensili CIF Med Basis del gasolio 0.1, senza che questo richieda ulteriori modifiche del paniere dei prezzi di riferimento;
- con riferimento alle componenti delle condizioni economiche relative al servizio di trasporto e stoccaggio:
   - una sostanziale condivisione circa il calcolo della componente relativa al servizio di trasporto in relazione ai nuovi ambiti territoriali introdotti dal RTGD;
   - una sostanziale condivisione circa il mantenimento dei criteri vigenti per la determinazione della componente relativa al servizio di stoccaggio;
- con riferimento alla componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio:
   - una sostanziale condivisione circa la natura dei costi sostenuti dagli esercenti, in relazione alla ripartizione tra costi fissi e variabili, e alla loro sostanziale invarianza in relazione alla dimensione o alla zona geografica di attività dell'impresa;
   - una posizione critica, condivisa dalla quasi totalità dei soggetti che operano solamente in alcuni ambiti tariffari e non hanno una diffusione su tutto il territorio nazionale, rispetto alle ipotesi di articolazione della medesima componente contenute nella consultazione, le quali non garantirebbero una remunerazione coerente con i livelli proposti;
   - la conseguente necessità di prevedere una differenziazione per ambiti tariffari che consenta di tener conto dei consumi specifici dei clienti finali di ciascun ambito o, in alternativa, delle forme di perequazione tali da garantire una remunerazione in linea con i costi sostenuti.

Ritenuto che sia necessario:

- adottare un testo integrato delle disposizioni relative al servizio di vendita al dettaglio di gas naturale;
- modificare e dettagliare la definizione di cliente domestico proposta nel DCO 5/09, al fine di escludere esplicitamente le situazioni in cui il cliente finale, controparte contrattuale di un contratto di fornitura di gas naturale, sia un soggetto erogatore di servizi energetici, nonché di escludere tutti i casi in cui l'intestatario del contratto sia persona giuridica, diversa dal soggetto che svolge le funzioni di amministrazione del condominio;
- adottare delle modalità di identificazione dei clienti domestici semplificate, che consentano agli esercenti la vendita di utilizzare le informazioni già in loro possesso;
- differire il termine per la rimozione della tutela individuale limitatamente ai clienti finali che, in ragione dei propri limitati consumi (non superiori a 200.000 Smc/anno), non dispongano di capacità ed elementi informativi adeguati ad operare, entro la data del 30 settembre 2009, una scelta consapevole nel libero mercato; e che sia pertanto necessario rimuovere, con effetto da tale data, la tutela individuale per i restanti clienti finali, per i quali non sono emersi elementi che comprovino una analoga esigenza;
- continuare l'attività istruttoria del procedimento avviato con la deliberazione n. 208/07, per quanto riguarda la puntuale definizione del servizio di salvaguardia gas, nonché la regolazione delle situazioni di indebito utilizzo del sistema nazionale del gas naturale;
- definire i criteri di aggiornamento della CCI, anche in ragione del termine imminente del 30 settembre 2009 della proroga di cui al punto 1 della deliberazione ARG/gas 100/08 e che tali criteri siano coerenti con quelli adottati dalle precedenti modalità di definizione e aggiornamento;
- confermare, al fine di mantenere un'adeguata copertura dei costi di approvvigionamento e senza rinunciare ad una semplificazione delle formule di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 195/02, l'algoritmo di calcolo della CCI proposto in consultazione:
  - integrandone la formula per valori dell'indice dei prezzi di riferimento inferiori ad un valore prefissato;
  - aggiornandone alcuni parametri ormai obsoleti, quali i valori base, e sostituendone altri ormai scarsamente rappresentativi, quali le quotazioni del mensili CIF Med Basis del gasolio 0.2;
- non procedere, allo stato attuale, all'inserimento di un "dominio" dell'algoritmo di cui al precedente punto;
- modificare i criteri di determinazione della componente relativa al servizio di trasporto, al fine di tenere conto dei nuovi ambiti territoriali previsti dal RTDG;
- mantenere i criteri vigenti di determinazione della componente relativa al servizio di stoccaggio;
- con riferimento alla componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio:

- introdurre un'articolazione della citata componente in linea con i costi sostenuti dagli esercenti la vendita, in modo tale da fornire ai clienti finali il giusto segnale di prezzo e da garantire a ciascun esercente il servizio di tutela una adeguata remunerazione;
- prevedere che tale componente sia unica a livello nazionale, non rilevando differenze significative di costo in relazione alla zona geografica di attività dell'esercente;
- prevedere un'apposita componente aggiuntiva nella tariffa obbligatoria dei servizi di distribuzione e misura finalizzata al contenimento della spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi.

Ritenuto inoltre che sia necessario:

- includere nel testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas anche tutte le disposizioni ad oggi vigenti relative alla fornitura di gas diversi da gas naturale;
- mantenere i criteri di determinazione e aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura per i gas diversi da gas naturale e continuare a distinguere le componenti relative all'approvvigionamento, alla distribuzione e alla commercializzazione della vendita al dettaglio;
- mantenere, con riferimento alla componente relativa all'approvvigionamento dei gas di petrolio liquefatti (GPL), la modalità di aggiornamento annuale degli elementi non energetici ($QTCA_i$) per tenere conto della dinamica dei costi registrata negli ultimi anni;
- avviare un procedimento per la revisione della quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio relativa ai gas diversi (QVD), unitamente alla revisione della componente $QTCA_i$

DELIBERA

Articolo 1
Approvazione del Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG)

1.1 Sono approvate le disposizioni contenute nel testo all'*Allegato A* al presente provvedimento, denominato "Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG)" di cui il medesimo *Allegato A* forma parte integrante e sostanziale.

Articolo 2
Procedura di identificazione degli aventi diritto al servizio di tutela a carico dell'esercente la vendita

2.1 L'esercente la vendita, sulla base delle informazioni in suo possesso, identifica, con riferimento a ciascun punto di riconsegna servito, la relativa tipologia di appartenenza, ai sensi del comma 2.3 del TIVG.

2.2 Nella prima fattura utile successiva all'entrata in vigore del presente provvedimento, l'esercente la vendita comunica a ciascun cliente finale e per ciascun punto di riconsegna:
   a) la tipologia di appartenenza individuata;
   b) l'invito al cliente ad inviare entro 45 (quarantacinque) giorni dall'invio della medesima fattura apposita comunicazione attestante l'eventuale diversa tipologia di appartenenza.

2.3 In assenza di risposta da parte del cliente finale entro i termini previsti, l'identificazione compiuta dall'esercente la vendita si intende confermata.

2.4 Nei casi in cui l'esercente la vendita abbia stipulato un contratto di fornitura con un soggetto erogatore di servizi energetici, quale ad esempio la gestione calore, e pertanto la richiesta di accesso presentata ai sensi della deliberazione n 138/04 indichi tale soggetto come cliente finale, l'esercente la vendita richiede al proprio cliente di attestare, per ciascun beneficiario del servizio e con riferimento a ciascun punto di riconsegna, la tipologia di cui al comma 2.3 del TIVG cui il punto appartiene.

2.5 L'esercente la vendita formula la richiesta di cui al comma 2.4 contestualmente alla prima fattura utile, successiva all'entrata in vigore del presente provvedimento. Essa reca l'invito di trasmettere l'attestazione entro 45 (quarantacinque) giorni dall'invio della medesima fattura.

2.6 L'esercente la vendita comunica all'impresa di distribuzione l'esito delle identificazioni compiute ai sensi dei commi 2.1 e 2.4 dei clienti finali serviti entro 30 (trenta) giorni dal termine previsto per l'eventuale invio dell'attestazione da parte del cliente finale o del soggetto erogatore di servizi energetici.

Articolo 3

Procedura di identificazione degli aventi diritto al servizio di tutela a carico dell'impresa di distribuzione

3.1 Per ciascun punto di riconsegna per il quale sia stata presentata una richiesta di accesso ai sensi della deliberazione n 138/04 da un soggetto che non fornisce gas naturale direttamente al cliente finale, l'impresa di distribuzione identifica la relativa tipologia di appartenenza, ai sensi del comma 2.3 del TIVG.

3.2 Contestualmente alla prima fattura utile successiva all'entrata in vigore del presente provvedimento, l'impresa di distribuzione richiede ai soggetti di cui al comma 3.1 di attestare entro 30 (trenta) giorni dal ricevimento della medesima fattura, per ciascuno dei punti di riconsegna serviti, la tipologia di appartenenza, ai sensi comma 2.3 del TIVG.

3.3 L'impresa di distribuzione provvede ad associare a ciascun punto di riconsegna l'informazione ricevuta:
   a) dal soggetto di cui al comma 3.1, entro 30 (trenta) giorni dalla comunicazione del medesimo soggetto;
   b) dell'esercente la vendita, entro 30 (trenta) giorni dalla comunicazione di cui al comma 2.6.

3.4 Entro 30 (trenta) giorni dalla comunicazione, l'impresa di distribuzione associa a ciascun punto di riconsegna l'informazione ricevuta dal medesimo esercente.

Articolo 4

Applicazione del servizio di tutela

4.1 Sono considerati clienti finali serviti in regime di tutela, come se avessero accettato le condizioni economiche del servizio di tutela di cui alla Sezione 1 del TIVG, senza soluzione di continuità rispetto al contratto di fornitura in essere alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, i clienti finali che:
   a) a seguito della procedura di identificazione di cui agli articoli 2 e 3 e in relazione al prelievo annuo soddisfino i requisiti di cui al comma 4.1 del TIVG; e
   b) alla data di entrata in vigore del presente provvedimento siano titolari di un contratto che preveda l'applicazione delle condizioni economiche di fornitura di cui alla deliberazione n. 138/03.

Articolo 5

Applicazione transitoria del servizio di tutela

5.1 Fino al 30 settembre 2010, hanno diritto al servizio di tutela, come se avessero accettato le condizioni economiche del servizio di tutela di cui alla Sezione 1 del TIVG, senza soluzione di continuità rispetto al contratto di fornitura in essere alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, i clienti finali, diversi dai clienti di cui al comma 4.1, che:
   a) alla data di entrata in vigore del presente provvedimento sono titolari di un contratto che preveda l'applicazione delle condizioni economiche di fornitura di cui alla deliberazione n. 138/03, in quanto non hanno mai esercitato la capacità di stipulare nuovi contratti connessa alla condizione di cliente idoneo; e
   b) hanno un consumo non superiore a 200.000 Smc/anno.

5.2 Con successivo provvedimento l'Autorità definisce le modalità che l'esercente la vendita dovrà adottare nei confronti dei clienti di cui al comma 5.1 al fine di comunicare la cessazione dell'applicazione del servizio di tutela.

5.3 Fino al 30 settembre 2009, hanno diritto al servizio di tutela, come se avessero accettato le condizioni economiche del servizio di tutela di cui alla Sezione 1 del TIVG, senza soluzione di continuità rispetto al contratto di fornitura in essere alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, i clienti finali, diversi dai clienti finali di cui ai commi 4.1 e 5.1, che alla data di entrata in vigore del presente provvedimento sono titolari di un contratto che preveda l'applicazione delle condizioni economiche di fornitura di cui alla deliberazione n. 138/03, in quanto non hanno mai esercitato la capacità di stipulare nuovi contratti connessa alla condizione di cliente idoneo.

5.4 I commi 5.1 e 5.3 non si applicano al cliente finale che, prima del termine previsto ai citati commi, accetti una nuova offerta contrattuale.

5.5 Nella prima fattura utile successiva all'entrata in vigore del presente provvedimento, l'esercente la vendita comunica a ciascun cliente finale di cui al comma 5.3 le seguenti informazioni:
   a) che a partire dall'1 ottobre 2009, non avrà più diritto alla fornitura di gas naturale alle condizioni economiche di fornitura determinate dall'Autorità;

b) la conseguente necessità di stipulare, entro il 31 agosto 2009, un contratto di fornitura con un qualsiasi esercente la vendita, compreso l'attuale esercente la vendita, a condizioni di libero mercato;
c) che, in caso di mancata stipula del contratto, la fornitura verrà garantita dall'attuale esercente la vendita alle condizioni di libero mercato dal medesimo esercente proposte.

5.6 L'esercente la vendita di cui al comma 5.5 formula al cliente finale la proposta contrattuale di cui alla precedente lettera c), entro il 31 luglio 2009.

5.7 Nel caso in cui il cliente finale non abbia sottoscritto, entro il 31 agosto 2009, un contratto con altro esercente la vendita, l'attuale esercente la vendita prosegue la fornitura di gas naturale alle condizioni economiche oggetto della proposta di cui al comma 5.6.

Articolo 6

Compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio

6.1 A partire dall'entrata in vigore della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e di misura, la tariffa obbligatoria di cui all'Articolo 35 del RTDG comprende anche la componente UG_2, espressa in euro per punto di riconsegna e in centesimi di euro per standard metro cubo, differenziata per scaglioni di consumo.

6.2 I valori della componente UG_2 sono indicati nella Tabella 1, allegata al presente provvedimento.

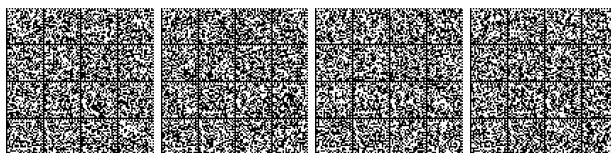
6.3 Le imprese di distribuzione versano, se positivo, alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) o ricevono, se negativo, dalla Cassa entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, in relazione al servizio di distribuzione del gas naturale erogato nel bimestre medesimo, il gettito della componente UG_2.

6.4 È istituito presso la Cassa il *Conto per la gradualità della componente di commercializzazione della vendita al dettaglio gas,* alimentato dal gettito rinveniente dall'applicazione della componente UG_2, di cui al comma 6.1.

6.5 La Cassa, anche in relazione al *Conto per la gradualità della componente di commercializzazione della vendita al dettaglio gas* si attiene alle disposizioni di cui all'Articolo 98 del RTDG.

Articolo 7

Disposizioni finali

7.1 E' conferito mandato al Direttore della Direzione Mercati per la prosecuzione delle attività relative al procedimento avviato con la deliberazione n. 208/07, al fine di adottare i provvedimenti di competenza dell'Autorità aventi ad oggetto i seguenti profili, trattati nel DCO 5/09 e non ancora recepiti nel TIVG:
a) disciplina relativa alla tutela della vulnerabilità, con particolare riferimento alla definizione del servizio di salvaguardia del gas naturale;
b) regolazione dell'utilizzo improprio del sistema nazionale del gas naturale per prelievi del cliente finale senza un venditore.

7.2 Viene avviato un procedimento per la revisione della quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio relativa ai gas diversi ($QVD^{gasdiversi}$), unitamente ad eventuali ulteriori aspetti relativi alla fornitura di gas diversi da gas naturale, ed è conferito mandato al Direttore della Direzione Mercati, nell'ambito di tale procedimento:

a) ad organizzare incontri con il coinvolgimento dei soggetti interessati e delle formazioni associative che ne rappresentano gli interessi, ai fini dell'acquisizione di elementi conoscitivi utili per la formazione e l'adozione dei provvedimenti;

b) qualora necessario, alla predisposizione di documenti per la consultazione nonché proposte all'Autorità per gli interventi di competenza, in relazione allo sviluppo del procedimento.

7.3 E' conferito mandato al Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del servizio, in collaborazione con il Direttore della Direzione Mercati, affinché provveda a definire le disposizioni di cui al comma 5.2, anche attraverso iniziative per l'informazione al cliente finale e alle relative associazioni rappresentative.

7.4 Le condizioni economiche del servizio di tutela calcolate ai sensi della Sezione 1 del TIVG sono applicate a decorrere dal periodo di efficacia della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e di misura. Sino ad allora gli esercenti la vendita continuano ad applicare le condizioni economiche di fornitura calcolate ai sensi della deliberazione n. 138/03.

7.5 In deroga al comma 7.4, la componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso calcolata ai sensi dell'articolo 6 del TIVG è applicata a decorrere dall'1 ottobre 2009.

7.6 Con successivo provvedimento l'Autorità modifica la deliberazione n. 138/04 al fine di recepire le procedure di identificazione degli aventi diritto al servizio di tutela di cui al presente provvedimento.

7.7 L'impresa maggiore di trasporto pubblica sul proprio sito *internet,* entro 15 giorni dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento, i valori di cui al comma 8.4 del TIVG. Entro il medesimo termine trasmette i valori di cui al comma 8.5 del TIVG all'Autorità.

7.8 Salvo quanto disposto dai commi 7.4 e 7.5, a valere dalla data di cui al comma 7.9, sono abrogate in quanto sostituite dal presente provvedimento le disposizioni incompatibili con esso. Le medesime disposizioni continuano ad essere applicate per quanto necessario e limitatamente alla definizione delle partite di competenza del periodo anteriore alla data di entrata in vigore del presente provvedimento.

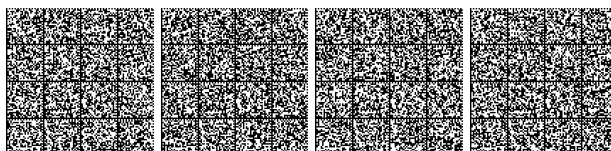
7.9 Il presente provvedimento, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), entra in vigore alla data di prima pubblicazione.

Milano, 28 maggio 2009

Il presidente: ORTIS

Tabella 1
Componente UG_2

euro/punto di riconsegna/anno
-24,82

Scaglioni di consumo	Smc/anno	centesimi di euro/Smc
1	0-120	0,0000
2	121-480	3,7600
3	481-1.560	2,1700
4	1.561-5.000	1,7300
5	5.001-80.000	1,2000
6	80.001-200.000	0,4200
7	oltre 200.000	0,0000

ALLEGATO *A*

TESTO INTEGRATO DELLE ATTIVITÁ DI VENDITA AL DETTAGLIO DI GAS NATURALE E GAS DIVERSI DA GAS NATURALE DISTRIBUITI A MEZZO DI RETI URBANE (TIVG)

TITOLO I

DEFINIZIONI E AMBITO DI APPLICAZIONE

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente Testo Integrato delle attività di vendita al dettaglio del gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane valgono, in quanto applicabili, le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, nonché le seguenti definizioni:

- **Ambito tariffario** è l'area geografica dove trovano applicazione le medesime tariffe per i servizi di distribuzione e misura, identificato ai sensi dell'articolo 36 del RTGD;
- **Ambito gas diversi** è l'ambito tariffario definito ai sensi dell'articolo 1 del RTDG;
- **Autorità** è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;
- **Componente *CCI*** è la componente, espressa in euro/GJ, relativa alla commercializzazione all'ingrosso per la fornitura di gas naturale;
- **Componente CMP_i** è, per ciascun ambito gas diversi, la componente, espressa in euro/GJ, a copertura dei costi di approvvigionamento e di altri costi relativi alla fornitura di gas diversi;
- **Componente *QOA*** è la componente, espressa in euro/GJ, a copertura degli oneri aggiuntivi relativi alla fornitura di gas naturale;
- **Componente *QS*** è la componente, espressa in euro/GJ, relativa al servizio di stoccaggio definita dall'Autorità sulla base dei criteri per la determinazione della tariffa di stoccaggio di cui all'articolo 23 del decreto legislativo n. 164/00;
- **Componente *QVD*** è la componente, espressa in euro/punto di riconsegna/anni e centesimi di euro/Smc, relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio di gas naturale;
- **Componente $QVD^{gasdiversi}$** è la componente, espressa in centesimi di euro/Smc, relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio di gas diversi;
- **Componente QT_i** è per ciascun ambito tariffario *i* la componente, espressa in euro/GJ, relativa al servizio di trasporto costituita dal costo medio ponderato relativo ai corrispettivi della tariffa di trasporto relativi alla fornitura di gas naturale;
- **Elemento *ACC*** è l'elemento, espresso in euro/GJ, a copertura dei costi di approvvigionamento per la quota relativa alle accise del servizio di fornitura del GPL per uso combustione;
- **Elemento *QEPROPMC*** è l'elemento, espresso in euro/GJ, a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima del GPL distribuiti a mezzo di rete urbana;

- **Elemento *$QTCA_i$*** è, per ciascun ambito gas diversi, l'elemento, espresso in euro/GJ, a copertura dei costi di approvvigionamento relativi ai costi di trasporto e altri costi dei GPL distribuiti a mezzo di rete urbana;
- **Esercente la vendita** è il soggetto che esercita l'attività di vendita di gas naturale al cliente finale, mediante contratti di fornitura;
- **Esercente la vendita gas diversi** il soggetto che esercita l'attività di distribuzione, misura e vendita dei gas diversi;
- **Gas diversi** sono i gas diversi da gas naturale, definiti ai sensi dell'articolo 80 del RTDG;
- **Località** è l'unità territoriale definita ai sensi dell'articolo 1 del RTDG;
- **Località gas diversi** è l'unità territoriale definita ai sensi dell'articolo 1 del RTDG;
- **Servizio di tutela** è il servizio che l'esercente la vendita è tenuto ad offrire ai propri clienti, ai sensi dell'articolo 1, comma 3 della legge n. 125/07.

--*--

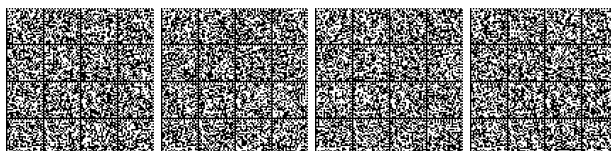
- **legge n. 125/07** è la legge 3 agosto 2007 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- **decreto legislativo n. 164/00** è decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- **deliberazione n. 138/04** è la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04 come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 166/05** è la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2005, n. 166/05 come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione ARG/gas 192/08** è la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08;
- **RTGD** è la Parte II del TUGD relativa alla Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012;
- **TUDG** è il Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012.

Articolo 2
Ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento disciplina:

a) la regolazione del servizio di tutela previsto per il settore del gas naturale e le relative condizioni di erogazione;

b) la regolazione del servizio di vendita di gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane e le relative condizioni di erogazione.

2.2 Il presente provvedimento reca altresì direttive agli esercenti la vendita per il settore gas naturale in tema di misura nonché in tema di obblighi di comunicazione e pubblicazione.

2.3 Ai fini della regolazione del servizio di cui al comma 2.1, lettera a) si distinguono le seguenti tipologie di punti di riconsegna:

a) "punto di riconsegna nella titolarità di un cliente domestico" è il punto di riconsegna nella titolarità di un cliente finale che utilizza il gas naturale per alimentare applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare e locali annessi o pertinenti all'abitazione adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage, purché:
   i. l'utilizzo sia effettuato con un unico punto di riconsegna per l'abitazione e i locali annessi o pertinenti;
   ii. il titolare del punto sia una persona fisica;

b) "punto di riconsegna relativo a un condominio con uso domestico" è il punto di riconsegna che alimenta un intero edificio, diviso in più unità catastali in cui sia presente almeno una unità abitativa con utilizzi analoghi a quelli di cui alla precedente lettera a), purché:
   i. il titolare del punto di riconsegna non sia una persona giuridica, salvo il caso in cui esso svolga le funzioni di amministratore del condominio;
   ii. il gas riconsegnato non sia utilizzato in attività produttive, ivi inclusi la commercializzazione di servizi energetici quali, ad esempio, la gestione calore;

c) "punto di riconsegna per usi diversi" è il punto di riconsegna nella titolarità di un cliente che utilizza il gas naturale per usi diversi da quelli riconducibili alle lettere a) e b) del presente comma.

2.4 I punti di riconsegna che alimentano alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari, rientrano nella tipologia di cui al comma 2.3, lettera c).

TITOLO II

VENDITA AL DETTAGLIO DI GAS NATURALE

SEZIONE 1

SERVIZIO DI TUTELA

Articolo 3
Servizio di tutela

3.1 Il servizio di tutela consiste nella fornitura di gas naturale alle condizioni economiche previste dall'Autorità.

3.2 Ciascun esercente la vendita è tenuto ad offrire ai clienti finali che ne hanno diritto, unitamente alle altre proposte dallo stesso definite, il servizio di tutela, erogato alle condizioni di cui alla presente Sezione 1.

3.3 Il servizio di tutela è offerto nel rispetto delle disposizioni previste dal codice di condotta commerciale e delle disposizioni in materia di condizioni contrattuali e di qualità commerciale adottate dall'Autorità.

Articolo 4
Ambito oggettivo di applicazione

4.1 Hanno diritto al servizio di tutela i clienti finali con riferimento a:

a) ciascun punto di riconsegna appartenente alla tipologia di cui al comma 2.3, lettera a);

b) ciascun punto di riconsegna appartenente alla tipologia di cui al comma 2.3, lettera b), con consumo non superiore a 200.000 Smc/anno.

4.2 Qualora per l'esecuzione di un nuovo contratto di fornitura sia necessaria una voltura oppure una richiesta di accesso al servizio di distribuzione per attivazione della fornitura, l'esercente la vendita adempie all'obbligo cui al comma 3.2, verificando preventivamente il possesso dei requisiti di cui al comma 4.1.

4.3 Nel caso di cui al comma 4.2, l'esercente la vendita comunica all'impresa di distribuzione l'esito della verifica contestualmente alla richiesta di attivazione della fornitura o di voltura.

4.4 Entro 5 (cinque) giorni lavorativi dalla comunicazione dell'esercente la vendita di cui al comma 4.3, l'impresa di distribuzione provvede ad associare a ciascun punto di riconsegna l'informazione ricevuta dall'esercente la vendita.

Articolo 5
Condizioni economiche di fornitura

5.1 Le condizioni economiche di fornitura che l'esercente la vendita deve offrire ai clienti del servizio di tutela si articolano nelle seguenti componenti unitarie:

a) componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso;
b) componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio;
c) componente relativa al servizio di trasporto;
d) componente relativa al servizio di stoccaggio;
e) componenti relative al servizio di distribuzione, misura e relativa commercializzazione;
f) componente relativa agli oneri aggiuntivi.

Articolo 6
Componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso

6.1 La componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso CCI_t, nel trimestre t-esimo, è calcolata come somma dei seguenti elementi:

a) *QCI*, espresso in euro/GJ, pari al corrispettivo fisso a copertura di altri oneri di commercializzazione del gas all'ingrosso, non compresi in quelli di cui alla successiva lettera b) e fissato pari a 0,930484 euro/GJ;
b) QE_t, espresso in euro/GJ, pari al corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo, calcolato ai sensi del successivo comma.

6.2 Il corrispettivo QE_t di cui al comma 6.1, lettera b) è determinato con riferimento al primo giorno del trimestre t-esimo di ciascun anno, mediante la seguente formula:

$$QE_t = \begin{cases} QE_0 \times I_t & \text{se} \quad I_t \geq 0{,}788 \\ (QE_0 - QF) \times I_t + QF \times 0{,}788 & \text{se} \quad I_t < 0{,}788 \end{cases},$$

dove:

– QE_0 è il valore riferito al trimestre aprile-giugno 2009, pari a 7,054000 euro/GJ;

– I_t è l'indice dei prezzi di riferimento, arrotondato al terzo decimale, così calcolato:

$$I_t = a \times \text{GASOLIO}_t / \text{GASOLIO}_0 + b \times \text{BTZ}_t / \text{BTZ}_0 + c \times \text{BRENT}_t / \text{BRENT}_0,$$

dove:

– a è il peso attribuito all'indice del prezzo del gasolio, pari a 0,41;

– GASOLIO_t è la media, arrotondata al quarto decimale, riferita al periodo intercorrente tra il decimo ed il penultimo mese precedente il trimestre t-esimo, delle medie mensili delle quotazioni CIF Med Basis del gasolio 0.1, pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in $ per tonnellata metrica e trasformate in centesimi di €/kg considerando la media mensile dei valori del cambio €/$ calcolata da Banca d'Italia;

- $GASOLIO_0$ è il valore base di $GASOLIO_t$, relativo al periodo compreso tra i mesi di giugno 2008 e febbraio 2009, arrotondato al quarto decimale, pari a 55,8337 centesimi di €/kg;
- b è il peso attribuito all'indice del prezzo dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo, pari a 0,46;
- BTZ_t è la media, arrotondata al quarto decimale, riferita al periodo intercorrente tra il decimo ed il penultimo mese precedente il trimestre t-esimo, delle medie mensili delle quotazioni CIF Med Basis dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo, pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in $ per tonnellata metrica e trasformate in centesimi di €/kg, considerando la media mensile dei valori del cambio €/$ calcolata da Banca d'Italia;
- BTZ_0 è il valore base di BTZ_t relativo al periodo compreso tra i mesi di giugno 2008 e febbraio 2009, arrotondato al quarto decimale, pari a 32,1787 centesimi di €/kg;
- c è il peso attribuito all'indice del prezzo del Brent dated, pari a 0,13;
- $BRENT_t$ é la media, arrotondata al quarto decimale, riferita al periodo intercorrente tra il decimo ed il penultimo mese precedente il trimestre t-esimo, delle medie mensili delle quotazioni spot average del Brent dated pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in $ per barile e trasformate in centesimi di €/kg sulla base di un coefficiente pari a 7,4 barili per tonnellata metrica, considerando la media mensile dei valori del cambio €/$ calcolata da Banca d'Italia;
- $BRENT_0$ è il valore base del $BRENT_t$ relativo al periodo compreso i mesi di giugno 2008 e febbraio 2009, arrotondato al quarto decimale, pari a 41,5377 centesimi di €/kg;

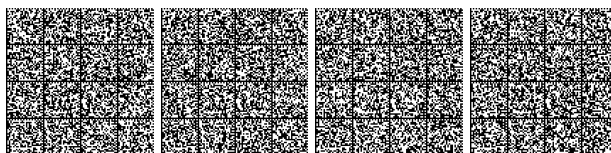
- *QF* è una quota fissa, pari a 1,181205 euro/GJ;
- t sono i trimestri di ogni anno a partire dall'1 gennaio.

6.3 Nel caso in cui, in ciascun trimestre, la differenza tra QE_t e QE_{t-1} sia minore, in valore assoluto, a 0,008000 euro/GJ, QE_t è posto uguale a QE_{t-1}.

6.4 L'elemento QE_t e la componente CCI_t sono aggiornati e pubblicati dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun trimestre.

Articolo 7
Componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio

7.1 Fino al 31 dicembre 2010, la componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio *QVD* assume i valori di cui alla Tabella 1.

7.2 Entro l'1 novembre 2010, l'Autorità aggiorna e pubblica la componente *QVD* per il periodo 1 gennaio 2011 – 31 dicembre 2013. Successivamente, la componente QVD è aggiornata e pubblicata dall'Autorità entro l'1 novembre dell'anno precedente l'inizio di ogni biennio.

Articolo 8

Componente relativa al servizio di trasporto

8.1 La componente relativa al servizio di trasporto QT_i è calcolata, per ciascun i-esimo ambito tariffario, dalla seguente formula:

$$QT_i = \frac{\sum_k \left(QTV^k \times E^k\right)}{\sum_k E^k} + \frac{\sum_k CM^k}{\sum_k E^k} \qquad \text{(euro/GJ)}$$

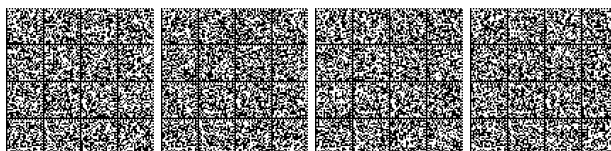
dove:

- QTV^k è la quota relativa al costo di trasporto per l'impegno di capacità di rete nazionale e regionale e al costo variabile di trasporto fino al k-esimo impianto di distribuzione;
- E_k è l'energia complessiva media riconsegnata nel k-esimo impianto di distribuzione nei tre precedenti anni termici, espressa in GJ;
- CM_k è il corrispettivo di misura per ciascun punto di riconsegna, definito dall'Autorità con successivo provvedimento, attribuibile al k-esimo impianto di distribuzione;
- k sono gli impianti di distribuzione che costituiscono l'i-esimo ambito tariffario.

8.2 La quota QTV^k di cui al comma 8.1, espressa in euro/GJ, è calcolata con la formula:

$$QTV^k = 0{,}071908 \times \left(\frac{CP_e}{0{,}9} + \left(2{,}592592 \times CP_e^{stocc} + 1{,}813880 \times CP_u^{stocc}\right) + \frac{CP_u^k + CR_r^k}{0{,}27} \right) + CV + CV^p$$

dove:

- CP_e è il corrispettivo medio unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale relativo ai conferimenti nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti;
- CP_e^{stocc} è il corrispettivo unitario di capacità di entrata da stoccaggio;
- CP_u^{stocc} è il corrispettivo unitario di capacità di uscita a stoccaggio;
- CP_u^k è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale relativo ai conferimenti nel punto di uscita della rete nazionale di gasdotti relativo al k-esimo impianto di distribuzione;
- CR_R^k è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulle reti regionali, relativo ai conferimenti nel punto di riconsegna delle reti regionali di gasdotti;
- CV è il corrispettivo unitario variabile;
- CV^P è il corrispettivo integrativo unitario variabile.

8.3 Entro il 31 luglio di ogni anno, l'impresa di distribuzione, ai fini dei calcoli di cui ai commi 8.1 e 8.2, trasmette all'impresa maggiore di trasporto l'elenco dei punti di riconsegna costituenti il k-esimo impianto di distribuzione, riconducibili all'i-esimo ambito.

8.4 Entro il 15 settembre di ogni anno, l'impresa maggiore di trasporto, d'intesa con le altre imprese di trasporto, calcola il valore della componente relativa al servizio di trasporto QT_i per ciascun ambito e lo pubblica nel proprio sito internet, dando evidenza degli impianti di distribuzione riconducibili a ciascun ambito tariffario.

8.5 Entro il termine di cui al comma 8.4, l'impresa maggiore di trasporto trasmette all'Autorità i valori di QTV_k, CM_k ed E_k attribuiti ai singoli impianti di distribuzione riconducibili a ciascun ambito e utilizzati per il calcolo della componente relativa al servizio di trasporto di ciascun ambito tariffario.

Articolo 9

Componente relativa al servizio di stoccaggio

9.1 La componente relativa al servizio di stoccaggio *QS* assume, per il periodo 1 aprile 2009 – 31 marzo 2010, il valore pari a 0,272617 euro/GJ.

9.2 La componente *QS* è aggiornata e pubblicata entro l'1 aprile di ciascun anno dall'Autorità.

Articolo 10

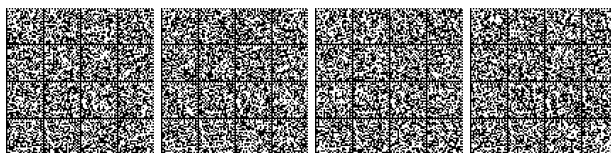
Componenti relative al servizio di distribuzione, misura e relativa commercializzazione

10.1 Le componenti relative al servizio di distribuzione, misura e relativa commercializzazione corrispondono alle rispettive componenti fissate dall'Autorità ai sensi del RTGD.

Articolo 11

Componente relativa agli oneri aggiuntivi

11.1 La componente relativa agli oneri aggiuntivi *QOA* è costituita dalla somma dei seguenti elementi:

a) elemento φ, pari alla maggiorazione di cui al di cui al comma 14.12bis della deliberazione n. 166/05;
b) elemento CV^I , pari al corrispettivo unitario variabile per la contribuzione al contenimento dei consumi di gas;
c) elemento C_{CONR}, pari al corrispettivo unitario variabile per la compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dalle imprese di vendita in conseguenza dell'applicazione degli articoli 1 e 2 della deliberazione ARG/gas 192/08;
d) elemento C_{FGUI} pari al corrispettivo unitario variabile per la compensazione degli oneri derivanti dall'attività svolta dai fornitori grossisti di ultima istanza (FGUI);

11.2 I valori della componente relativa agli oneri aggiuntivi *QOA* e dei singoli elementi che la compongono sono indicati nella Tabella 2.

Articolo 12
Criteri generali di regolazione dei corrispettivi

12.1 I corrispettivi unitari delle condizioni economiche ottenuti come prodotto di elementi e parametri devono essere arrotondati con criterio commerciale alla quarta cifra decimale, se espressi in centesimi di euro, o alla sesta cifra decimale, se espressi in euro.

12.2 I corrispettivi derivanti dall'applicazione di elementi delle condizioni economiche espressi in euro/punto di riconsegna per anno, sono addebitati in quote mensili calcolate dividendo per 12 (dodici) i medesimi corrispettivi ed arrotondate secondo quanto previsto al comma precedente. Nel caso di attivazione della fornitura, disattivazione della fornitura o voltura in data diversa dal primo giorno del mese, per il mese in cui tale prestazione si realizza i corrispettivi espressi in centesimi di euro/punto di riconsegna per anno, devono essere moltiplicati, per un coefficiente pari al rapporto tra il numero di giorni di durata della fornitura nel medesimo mese e 365 (trecentosessantacinque).

12.3 I corrispettivi unitari espressi in centesimi di euro/Smc devono essere applicati ai volumi espressi in Smc, determinati ai sensi delle disposizioni contenute nel RTGD. In caso di corrispettivi articolati in aliquote differenziate per scaglione di consumo, al volume espresso in Smc si applicano le aliquote previste per ciascun scaglione di consumo attraversato dal cliente.

12.4 I corrispettivi unitari delle condizioni economiche espressi in euro/GJ vengono trasformati in corrispettivi unitari espressi in euro/Smc mediante la seguente formula:

$$T_v = T_e \times P$$

dove:

T_v è il corrispettivo unitario per unità di volume, espresso in euro/Smc;

T_e è il corrispettivo unitario per unità di energia, espresso in euro/GJ;

P è il potere calorifico superiore convenzionale della località, espresso in GJ/Smc.

I corrispettivi così determinati, espressi in euro/Smc, sono applicati con le modalità descritte al comma 12.3.

12.5 Qualora al termine di ciascun anno solare si registri uno scostamento tra il potere calorifico superiore convenzionale della località utilizzato ai fini delle conversioni di cui al comma 12.4 e il potere calorifico superiore convenzionale calcolato per l'anno solare appena concluso superiore al 5%, l'esercente la vendita provvede ad effettuare il relativo conguaglio al cliente finale.

SEZIONE 2

DISPOSIZIONI IN MATERIA DI MISURA E DISPONIBILITA' DEI DATI

Articolo 13
Ambito di applicazione

13.1 La presente Sezione 2 regola:

a) le modalità di rilevazione e archiviazione delle misure nei punti di riconsegna da parte delle imprese di distribuzione;
b) gli obblighi di messa a disposizione dei dati di misura da parte delle imprese di distribuzione;
c) il trattamento degli esiti delle procedure di autolettura.

13.2 Le disposizioni della presente Sezione 2 si applicano con riferimento a tutti i punti di riconsegna, siano essi o meno nella titolarità di clienti finali cui è erogato il servizio di tutela.

Articolo 14
Modalità di rilevazione e archiviazione delle misure nei punti di riconsegna

14.1 Le modalità e i tempi di rilevazione ed archiviazione delle misure nei punti di riconsegna sono definite dall'Autorità con successivo provvedimento.

Articolo 15
Messa a disposizione dei dati di misura

15.1 Gli obblighi in capo all'impresa di distribuzione in tema di messa a disposizione dei dati di misura sono definite dall'Autorità con successivo provvedimento.

Articolo 16
Trattamento degli esiti delle procedure di autolettura

16.1 Le direttive in capo agli esercenti la vendita ed alle imprese di distribuzione in tema di trattamento delle misure raccolte in esito alle procedure di autolettura sono definite dall'Autorità con successivo provvedimento.

SEZIONE 3
OBBLIGHI DI COMUNICAZIONE E PUBBLICAZIONE

17.1 La presente Sezione 3 definisce gli obblighi di pubblicazione delle condizioni economiche del servizio di tutela di cui alla Sezione 1, nonché di comunicazione all'Autorità delle condizioni economiche applicate da ciascun esercente la vendita a tutti i clienti finali.

17.2 Con successivo provvedimento, l'Autorità definisce ulteriori adempimenti anche al fine di garantire la disponibilità dei dati in coerenza con le disposizioni previste a livello comunitario.

Articolo 18
Obblighi di pubblicazione delle condizioni economiche di fornitura

18.1 Entro il primo mese di ciascun trimestre, gli esercenti la vendita pubblicano nel proprio sito internet le condizioni economiche del servizio di tutela di cui alla Sezione 1, per ciascuna località nella quale operano, dando evidenza delle singole componenti, e provvedono ai loro aggiornamenti.

18.2 Gli esercenti la vendita trasmettono con cadenza annuale le informazioni di cui al comma 18.1 all'Autorità, attraverso la compilazione di appositi moduli resi disponibili nel sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it). Le informazioni devono essere trasmesse entro 45 (quarantacinque) giorni dalla pubblicazione sul sito internet degli appositi moduli.

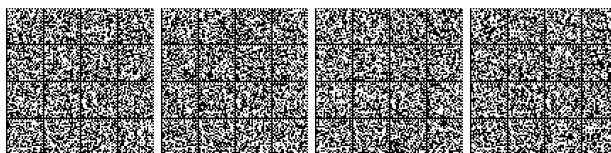
Articolo 19
Obblighi di comunicazione a carico degli esercenti la vendita

19.1 Entro 45 (quarantacinque) giorni dal termine di ogni trimestre, gli esercenti la vendita trasmettono all'Autorità, con riferimento all'attività svolta verso i clienti finali in ciascun mese del trimestre:

a) il fatturato della fornitura del gas naturale, al netto delle relative imposte;
b) l'ammontare delle imposte relative alla fornitura del gas naturale;
c) le quantità fornite.

19.2 Fino all'adozione del provvedimento di cui al comma 17.2, gli esercenti la vendita trasmettono le informazioni di cui al comma 19.1 secondo le seguenti disaggregazioni:

a) area di uscita dalla rete nazionale di cui alla deliberazione n. 166/05;
b) rete cui sono allacciati i clienti finali (trasporto o distribuzione);
c) tipologie di clienti finali di cui alla Tabella 3;
d) classi di consumo annuo di cui alla Tabella 4.

19.3 Ai fini della trasmissione delle informazioni di cui al presente articolo, gli esercenti la vendita compilano i moduli disponibili nel sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it)

TITOLO III

VENDITA AL DETTAGLIO DI GAS DIVERSI DA GAS NATURALE DISTRIBUITI A MEZZO DI RETI URBANE

SEZIONE 1

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 20
Ambito di applicazione

20.1 Il presente Titolo III definisce le condizioni economiche di fornitura che gli esercenti la vendita gas diversi devono applicare ai clienti finali con riferimento alla fornitura di:

a) gas di petrolio liquefatti (GPL);
b) gas manifatturati.

Articolo 21
Criteri generali di regolazione dei corrispettivi

21.1 I corrispettivi unitari delle condizioni economiche di cui al presente Titolo III ottenuti come prodotto di elementi e parametri devono essere arrotondati con criterio commerciale alla quarta cifra decimale, se espressi in centesimi di euro, o alla sesta cifra decimale, se espressi in euro.

21.2 I corrispettivi unitari espressi in centesimi di euro/Smc devono essere applicati ai volumi espressi in Smc, determinati ai sensi delle disposizioni contenute nel RTGD.

21.3 I corrispettivi unitari delle condizioni economiche espressi in euro/GJ vengono trasformati in corrispettivi unitari espressi in euro/Smc mediante la seguente formula:

$$T_v = T_e \times P$$

dove:

T_v è il corrispettivo unitario per unità di volume, espresso in euro/Smc;

T_e è il corrispettivo unitario per unità di energia, espresso in euro/GJ;

P è il potere calorifico superiore convenzionale, espresso in GJ/Smc.

I corrispettivi così determinati, espressi in euro/Smc, sono applicati con le modalità descritte al precedente comma.

21.4 Il potere calorifico superiore convenzionale P, di cui al precedente comma è determinato secondo la seguente formula:

a) impianto di distribuzione con singolo punto di alimentazione:

$$P = \frac{\sum_{i=1}^{12} V_i \times PCS_i}{\sum_{i=1}^{12} V_i}$$

b) impianto di distribuzione con *n* punti di alimentazione:

$$P = \frac{\sum_{j=1}^{12} V_j \times P_j}{\sum_{j=1}^{12} V_j}$$

dove:

PCS_i è il potere calorifico superiore mensile del gas;

V_i sono i volumi mensili consegnati espressi in Smc nel precedente anno solare;

P_j è il potere calorifico superiore annuo del gas in ogni punto di consegna, calcolato ai sensi della precedente lettera a);

V_j sono i volumi annui consegnati in ogni punto di consegna nel precedente anno solare espressi in Smc.

SEZIONE 2

GAS DI PETROLIO LIQUEFATTI (GPL)

Articolo 22
Condizioni economiche di fornitura dei gas di petrolio liquefatti (GPL)

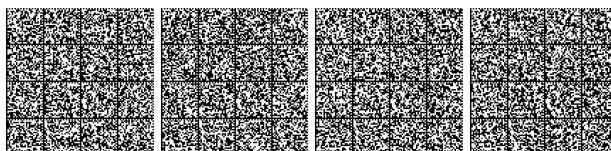
22.1 Le condizioni economiche di fornitura dei GPL si articolano nelle seguenti componenti unitarie:

a) componente relativa all'approvvigionamento;
b) componenti relative al servizio di distribuzione e misura;
c) componente relativa alla vendita al dettaglio.

Articolo 23
Componente relativa all'approvvigionamento

23.1 La componente relativa all'approvvigionamento è data dalla somma dei seguenti elementi:

a) *QEPROPMC*;
b) *ACC*;
c) $QTCA_i$

23.2 L'elemento *QEPROPMC* è aggiornato dall'Autorità il primo giorno dell'inizio di ciascun trimestre, con inizio dei trimestri l'1 gennaio di ciascun anno, nel caso in

cui si registrino variazioni dell'indice J_t, definito al comma 23.3, in aumento o diminuzione maggiori del 5% rispetto al valore preso precedentemente a riferimento (J_{t-1}). L'aggiornamento dell'elemento avviene apportando all'elemento *QEPROPMC* una variazione ΔT, positiva o negativa, calcolata mediante la formula indicata al comma 23.4.

23.3 L'indice dei prezzi di riferimento J_t è composto dal seguente rapporto:

$$J_t = \frac{PROPANO_t}{PROPANO_0}$$

dove:

a) $PROPANO_t$ è la media riferita al periodo intercorrente tra il terzultimo e l'ultimo mese precedente la data dell'aggiornamento delle quotazioni mensili del propano pubblicate da Platt's LP Gaswire nel paragrafo postings/contracts alle voci FOB N Sea: BPAP, FOB Algeria, FOB S Arabia, espresse in dollari per tonnellata metrica e trasformate in euro/kg considerando la media, dal giorno 15 del quartultimo mese al giorno 14 dell'ultimo mese precedente la data dell'aggiornamento, dei valori giornalieri del cambio euro/dollaro rilevati da Banca d'Italia, considerando solo giorni di quotazione del dato.
La quotazione mensile postings/contracts propano FOB N Sea BPAP è sostituita dal valore medio delle quotazioni postings/contracts propano FOB Algeria (Skikda e Bethouia), moltiplicato per il fattore 0,998.

b) $PROPANO_0$ è il valore base di propano relativo al periodo febbraio – aprile 2002, pari a 22,6643 centesimi di euro/kg;

23.4 La variazione ΔT, positiva o negativa, è calcolata mediante la seguente formula:

$$\Delta T = QEPROPMC_0 * (J_t - J_{t-1})$$

dove

a) $QEPROPMC_0$ è l'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima dei gas di petrolio liquefatti distribuiti a mezzo di rete urbana, pari a 0,4484 centesimi di euro/MJ nel periodo maggio – giugno 2002.

23.5 L'elemento *QEPROPMC* è aggiornato e pubblicato dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun trimestre.

23.6 L'elemento *ACC* è determinato ai sensi delle vigenti normative in materia fiscale, trasformato dagli esercenti la vendita gas diversi in euro/GJ.

23.7 L'elemento $QTCA_i$, differenziato per ciascun ambito gas diversi, è aggiornato dagli esercenti la vendita gas diversi all'inizio di ciascun anno solare applicando la seguente formula:

$$QTCA_{i,t} = QTCA_{i,t-1} \cdot (1 + I_{t-1} + Y)$$

dove:

- $QTCA_{i,t-1}$ è la quota a copertura dei costi di trasporto e altri costi in vigore alla data del 31 dicembre 2008;
- I_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
- Y è il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

23.8 Per le località gas diversi che si trovino nel periodo di avviamento, la quota a copertura dei costi di trasporto e altri costi è calcolata come segue:

$$QTCA_i = CMP_i - QEPROPMC - ACC$$

dove:

- CMP_i è il valore della componente materia prima per l'i-esimo ambito gas diversi derivante dalle fatture relative alla data di prima fornitura del gas espresso in euro/GJ;
- *QEPROPMC e ACC* sono definiti ai precedenti commi.

Articolo 24

Componenti relative al servizio di distribuzione e misura

24.1 Le componenti relative al servizio di distribuzione e misura corrispondono alle rispettive componenti fissate dall'Autorità ai sensi dell'articolo 86 del RTGD.

Articolo 25

Componente relativa alla vendita al dettaglio

25.1 La componente relativa alla vendita al dettaglio dei gas diversi ($QVD^{gasdiversi}$) è aggiornata dagli esercenti la vendita gas diversi all'inizio di ciascun anno solare mediante la seguente formula:

$$QVD_t^{gasdiversi} = QVD_{t-1}^{gasdiversi} * \left[1 + I_{t-1} - RP\, pesoV_{amm+ges} + Y\right]$$

dove:

- $QVD_{t-1}^{gasdiversi}$ è il valore della componente relativa vendita al dettaglio in vigore alla data del 31 dicembre 2008;

- I_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
- RP_V è il tasso annuale di recupero di produttività dei costi dell'attività di vendita al dettaglio, pari al livello definito ai sensi dell'articolo 42 del RTGD;
- $pesoV_{amm+ges}$ è la quota parte delle componenti costo di gestione e quota ammortamento, pari a 84,06%.;
- Y è il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

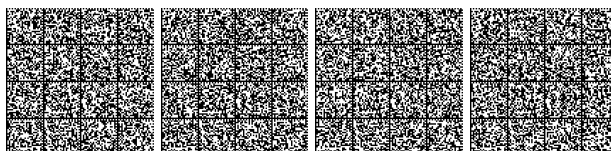
25.2 Per le località gas diversi che si trovino nel periodo di avviamento, la componente relativa alla vendita al dettaglio $QVD^{gasdiversi}$ è calcolata secondo la seguente formula:

$$QVD^{gasdiversi} = \frac{VRVD}{VCV}$$

dove:

a) $VRVD$ è calcolato, moltiplicando 32,15 euro per il numero dei punti di riconsegna che l'esercente la vendita gas diversi prevede di allacciare nell'anno solare di riferimento, determinato sulla base di dichiarazione del legale rappresentante;

b) VCV è l'energia pari al prodotto tra il numero di punti di riconsegna di cui alla precedente lettera a) e l'energia attribuita ad punto di riconsegna, riportata alla Tabella 9 per fascia climatica di appartenenza della località di avviamento del RTGD.

Dal terzo anno del periodo di avviamento, nelle località di avviamento, il numero di clienti attivi e la quantità di energia venduta sono quelli effettivamente registrati nella località stessa nell'anno solare *t-2*.

SEZIONE 2

GAS MANIFATTURATI

Articolo 26
Condizioni economiche di fornitura dei gas manifatturati

26.1 Le condizioni economiche di fornitura dei gas manifatturati si articolano nelle seguenti componenti unitarie:

a) componente relativa all'approvvigionamento ed altri costi;
b) componenti relative al servizio di distribuzione e misura;
c) componente relativa alla vendita al dettaglio;

Articolo 27
Componente relativa all'approvvigionamento ed altri costi

27.1 La componente relativa all'approvvigionamento e di altri costi CMP_i dell'i- esimo ambito gas diversi rifornito da gas manifatturati è pari alla media dei costi effettivamente sostenuti e documentati dall'esercente la vendita gas diversi alla data del 31 dicembre 2008.

27.2 La componente viene aggiornata dagli esercenti la vendita gas diversi il primo giorno dell'inizio di ciascun trimestre, con inizio dei trimestri l'1 gennaio di ciascun anno, applicando:

a) ai gas manifatturati, composti in prevalenza da propano, l'indicizzazione prevista al comma 23.2;
b) ai gas manifatturati composti in prevalenza da gas naturale e ai gas provenienti da processi di raffinazione, l'indicizzazione prevista al comma 6.2. La variazione ΔT delle condizioni economiche di fornitura*,* positiva o negativa, è calcolata coma differenza tra il valore di QE_t *e* QE_{t-1}.

Articolo 28
Componenti relative al servizio di distribuzione e misura

28.1 Le componenti relative al servizio di distribuzione e misura corrispondono alle rispettive componenti fissate dall'Autorità ai sensi dell'articolo 86 del RTGD.

Articolo 29
Componente relativa alla vendita al dettaglio

29.1 Con riferimento alla componente relativa alla vendita al dettaglio si applicano le disposizioni di cui all'articolo 25.

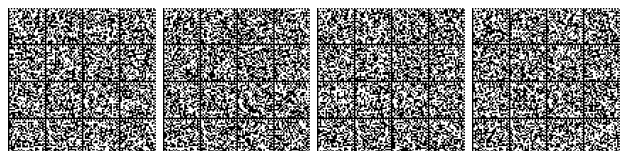



Tabella n. 1
Componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio (*QVD*)

euro/punto di riconsegna/anno
36,82

Scaglioni di consumo	Smc/anno	centesimi di euro/Smc
1	0-200.000	0,4800
2	oltre 200.000	0,0000

Tabella n. 2
Componente relativa agli oneri aggiuntivi (*QOA*)

Elementi componente *QOA*	euro/GJ
Elemento φ	0,005210
Elemento CV^I	0,010439
Elemento C_{CONR}	0,039564
Elemento C_{FGUI}	0,007788

Tabella n. 3
Tipologie di clienti finali per l'invio dei dati di cui all'articolo 19

TIPOLOGIE DI CLIENTI FINALI
Domestico
Commercio e servizi
Industria – servizio continuo
Industria – servizio interrompibile
Generazione elettrica - servizio continuo
Generazione elettrica - servizio interrompibile
Autotrazione

Tabella n. 4
Classi di consumo per l'invio dei dati di cui all'articolo 19

CLASSI DI CONSUMO ANNUO* (MC)
0-500
500-5.000
5.000-200.000
200.000-2.000.000
2.000.000-20.000.000
20.000.000-200.000.000
>200.000.000

* Le classi di consumo annuo comprendono l'estremo superiore dell'intervallo indicato

09A07165

ITALO ORMANNI, *direttore*

ALFONSO ANDRIANI, *redattore*
DELIA CHIARA, *vice redattore*

(G903088/1) Roma, 2009 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

€ 7,00